



**ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA DE UN PROYECTO
EXPLORATORIO EN LA CUENCA LLANOS ORIENTALES COLOMBIANOS**

TATIANA VELÁSQUEZ PARRA



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2016



**ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA DE UN PROYECTO
EXPLORATORIO EN LA CUENCA LLANOS ORIENTALES COLOMBIANOS**

TATIANA VELÁSQUEZ PARRA

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de
ESPECIALISTA EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS**

Director

**NICOLÁS SANTOS SANTOS
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

A mi padre que no tuvo la posibilidad de acompañarme en la culminación de este sueño.

A mi madre por tener la fortaleza de seguir este camino sola.

Y a mi hermana por toda su colaboración con esta monografía.

Tatiana Velásquez P

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	11
1. ANÁLISIS TÉCNICO DE LA CUENCA LLANOS ORIENTALES	13
1.1. LOCALIZACIÓN Y GENERALIDADES DE LA CUENCA	13
1.2. EVOLUCIÓN TECTÓNICA DE LA CUENCA.....	16
1.3. MARCO ESTRUCTURAL DE LA CUENCA LLANOS.....	18
1.4. MARCO ESTRATIGRÁFICO DE LA CUENCA LLANOS.....	21
2. DISEÑO DEL LEVANTAMIENTO SÍSMICO 3D.....	28
2.1. PARÁMETROS DE DISEÑO DE UN PROSPECTO 3D	29
3. ESTIMACIÓN DE POTENCIALES RECURSOS DE HIDROCARBUROS.....	39
3.1. RESERVAS Y RECURSOS	39
3.2. POTENCIAL DE RECURSOS REMANENTES (YET TO FIND).....	43
4. ANÁLISIS ECONÓMICO.....	47
4.1. COSTOS DE ADQUISICIÓN.....	47
5. CONCLUSIONES.....	57
BIBLIOGRAFÍA.....	60

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localización de la Cuenca de los Llanos Orientales	13
Figura 2. Mapa Geológico Cuenca Llanos Orientales.....	14
Figura 3. Distribución de pozos por tipo de Play	15
Figura 4. Tectonosecuencias / Megasecuencias.....	17
Figura 5. Evolución Tectónica Cuenca Llanos Orientales.....	17
Figura 6. Provincias Estructurales Cuenca Llanos	20
Figura 7. Esquema Cronoestratigráfico de la Cuenca Llanos Orientales.....	21
Figura 8. Columna Generalizada Cuenca Llanos Orientales.....	25
Figura 9. Cronoestratigrafía Llanos Norte.....	26
Figura 10. Cronoestratigrafía Llanos Central.....	27
Figura 11. Cronoestratigrafía Llanos Sur.....	27
Figura 12. Método Sísmico de Reflexión.....	29
Figura 13. Conceptos Básicos Sísmica 3D	33
Figura 14 Diseño Adquisición 3D Play Crudo Pesado.....	35
Figura 15. Diseño Adquisición 3D Play Crudo Liviano.....	37
Figura 16. Marco de Clasificación de Recursos.....	40
Figura 17. Distribución de crudos en la cuenca de los Llanos Orientales.....	42
Figura 18. Creaming Curve de la Cuenca Llanos Orientales	43
Figura 19. Tasas de éxito y descubrimientos	44
Figura 20. Potencial de Recursos Remanente para el Play Crudos Pesados.....	46
Figura 21. Potencial de Recursos Remanente Play Crudos Livianos y Gas	46
Figura 22. Kilómetros de Sísmica 2D equivalentes en Colombia.....	47
Figura 23. Análisis de Costos Programas Sísmicos en Crudo Pesado.....	51
Figura 24. Análisis de Costos Programas Sísmicos en Crudo Liviano.....	51
Figura 25. Análisis Sensibilidad Flujo Neto Crudo pesado.....	54
Figura 26. Análisis Sensibilidad Flujo Neto Crudo Liviano.....	56

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Generalidades de la Cuenca Llanos Orientales	16
Tabla 2. Parámetros de Adquisición.....	34
Tabla 3. Principales Descubrimientos Cuenca Llanos Orientales.....	41
Tabla 4. Compañías exitosas en la Cuenca Llanos Orientales.....	44
Tabla 5. Potencial de Recursos Remanentes.....	45
Tabla 6. Costos Diseños Sísmicos 3D.....	50
Tabla 7. Análisis Económico Campo Crudo Pesado	52
Tabla 8. Análisis Económico Campo Crudo Liviano	54

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA DE UN PROYECTO EXPLORATORIO EN LA CUENCA LLANOS ORIENTALES COLOMBIANOS*

AUTOR: TATIANA VELÁSQUEZ PARRA**

PALABRAS CLAVES: Levantamiento sísmica 3D, Play crudos pesados y livianos.

DESCRIPCIÓN:

Colombia es un país atractivo para el desarrollo de proyectos de exploración, el análisis de la viabilidad técnica y financiera de un proyecto en la Cuenca de los Llanos Orientales, concentra la atención en la visibilización de dos factores relevantes para la competitividad; el uso e implementación de tecnologías apropiadas para el manejo de los datos; expuesto a través del diseño del levantamiento sísmico 3D y la búsqueda de alternativas que minimicen los costos de operación, basadas en la necesidad de adoptar medidas estructurales que impacten los mercados.

Para esta monografía se diseñaron dos programas sísmicos con el fin de analizar la viabilidad técnica. Se tuvieron en cuenta los dos tipos de plays presentes en la Cuenca Llanos y la profundidad del objetivo de cada tipo de play. 2000m para crudos pesados y 3700-4000 m para crudos livianos. Se utilizaron parámetros regionales de la Cuenca Llanos, como la velocidad de reemplazamiento de 2000 m/s y un datum de 200 m para los diseños sísmicos 3D. Como la sísmica 3D contribuye a la economía del reservorio agregando reservas, fue necesario determinar los costos de desarrollo de un campo y así presentar la viabilidad financiera del proyecto exploratorio.

Para los dos tipos de play se realizaron análisis económicos con diferentes escenarios, variando el precio del crudo entre 30-80 US\$/boe. Después de sensibilizar el precio por barril de petróleo, se concluyó que para crudos pesados el proyecto es viable a partir de 45US\$ /boe. Y para crudos livianos con 35 US\$/boe.

* Monografía de Especialización.

** Facultad De Ingenierías Físicoquímicas Escuela De Ingeniería De Petróleos, Director Ing. Nicolás Santos S.

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF THE TECHNICAL AND FINANCIAL FEASIBILITY OF AN EXPLORATION PROJECT IN THE LLANOS ORIENTALES BASIN*.

AUTHOR: TATIANA VELASQUEZ PARRA**

KEY WORDS: 3D seismic survey, heavy oil and light oil Plays.

DESCRIPTION:

Colombia is an attractive country for the development of exploration projects, the analysis of the technical and financial feasibility of a project in the Llanos Orientales Basin focuses attention on the visibility of two important factors relevant to competitiveness; the use and implementation of appropriate data management technologies; exposed through the 3D seismic survey design and the search for alternatives to minimize operating costs based on the need to adopt structural measures that impact the markets.

For this monograph, two seismic programs were designed in order to analyze the technical feasibility. The two types of plays present in the Llanos Basin and the target depth of each type of play were taken into account. 2000m for heavy oil and 3700-4000m for light oil. Regional Llanos Basin parameters, such as replacement velocity of 2000m/s and 200m datum for 3D seismic designs were used. As 3D seismic contributes to the economy of the reservoir by adding reserves, it was necessary to determine the costs of field development and thus present the financial viability of the exploration project.

For both types of play, economic analyzes were performed with different scenarios, varying oil prices 30-80 US \$ / boe. After measuring price sensitivity per barrel of oil, it was concluded that the project is viable for heavy oil starting at \$45US/ boe. And for light oil starting at \$35 US \$/ boe.

* Specialization Monograph.

** Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School, Director Nicolas Santos S.

INTRODUCCIÓN

La caída de los precios del petróleo ha impactado el desarrollo de la exploración en Colombia, generando preocupación sobre el alcance de las reservas y una disminución de la producción en el País, el año 2015 estuvo marcado por la paralización exploratoria en Colombia.

Hasta finales del mes de octubre del 2015 se registró la perforación de 19 pozos exploratorios, cifra muy lejana de los 92 perforados hasta el mismo mes en el año 2014, y aún más de los 126 pozos previstos para el año 2016. Por su parte, la actividad sísmica en tierra registró 12000 km lo que representa una reducción aproximada del 70% frente al 2014. Se calcula que el déficit en la exploración provocará un declive en la producción actual a finales del 2016, lo que llevaría a registrar niveles diarios de producción promedio de crudo de 750 mil barriles en tres años.

La cuenca de los Llanos Orientales ha sido una de las más prolíficas del país y donde las compañías operadoras se han focalizado en la última década, adicionando 743 MMboe en reservas por nuevos descubrimientos, razón por la cual, es válido y pertinente realizar el análisis de viabilidad técnica y financiera de un proyecto exploratorio en éste territorio, teniendo como premisa la coyuntura por la que atraviesa el sector de hidrocarburos desde el 2014.

Focalizar el análisis en un territorio específico exige en primera instancia, entender desde la geopolítica la crisis mundial, para tomar decisiones acertadas bajo las realidades del de la región y el País, además de ello, situarse en el complejo escenario de la economía, desde la arista de la competitividad.

La competitividad del sector E&P depende de la capacidad de adaptarse a las dinámicas y lógicas del mercado.

La innovación en el diseño de alternativas de oferta para los diversos procesos exploratorios, es la condicionante fundamental para afrontar los retos que imponen las fluctuaciones de la economía global.

Pensar en la creación de escenarios futuros a través de la planificación de acciones que mitiguen los impactos que generan las coyunturas, es pensar en la generación de condiciones que favorezcan la inversión.

Dichas condiciones ameritan también, estrategias de renovación para la sostenibilidad del sector y por ello evidenciaré en el análisis dos aspectos fundamentales: los datos y la investigación, para determinar así la viabilidad técnica y financiera de un proyecto en el territorio con mayores ventajas competitivas y comparativas de Colombia

El siglo XXI ha sido nominado como la era de la información y un punto de partida relevante para la exploración son los datos, es decir, que es necesario aumentar la prospectividad para así aumentar la data y el conocimientos de las cuencas en Colombia.

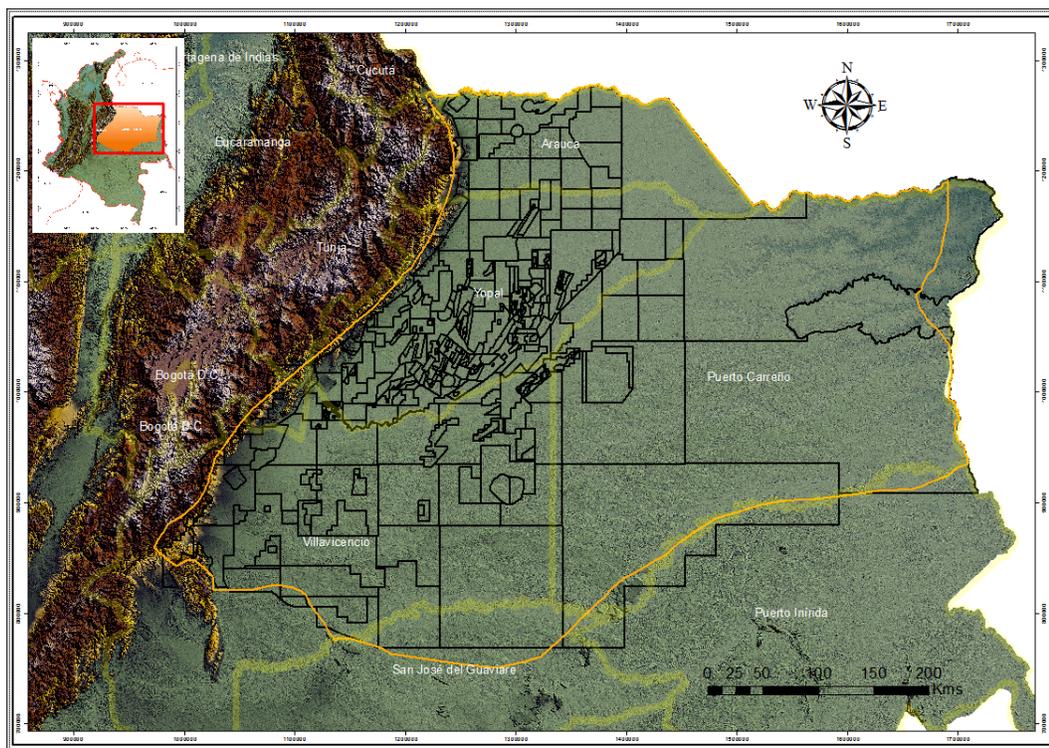
Y la investigación como recurso para darle valor agregado a los proyectos y así incrementar su nivel de atraktividad para los socios estratégicos, la información es un factor relevante que incide directamente en la construcción de escenarios deseables para diversos nichos de mercado que favorezcan el crecimiento y desarrollo del sector.

1. ANÁLISIS TÉCNICO DE LA CUENCA LLANOS ORIENTALES

1.1. LOCALIZACIÓN Y GENERALIDADES DE LA CUENCA

La Cuenca Llanos Orientales está localizada en el noroeste de Colombia, la conforman los departamentos del Meta, Arauca, Casanare, Vichada, Guainía y Guaviare. Limita al norte con la cuenca Apure-Barinas, al sur con la Serranía de la Macarena y el Arco de Vaupés, al oeste con la Cordillera Oriental y el sistema de fallas de Guaicáramo y al este con el Escudo de Guyana (ver **Figura 1**).

Figura 1. Localización de la Cuenca de los Llanos Orientales

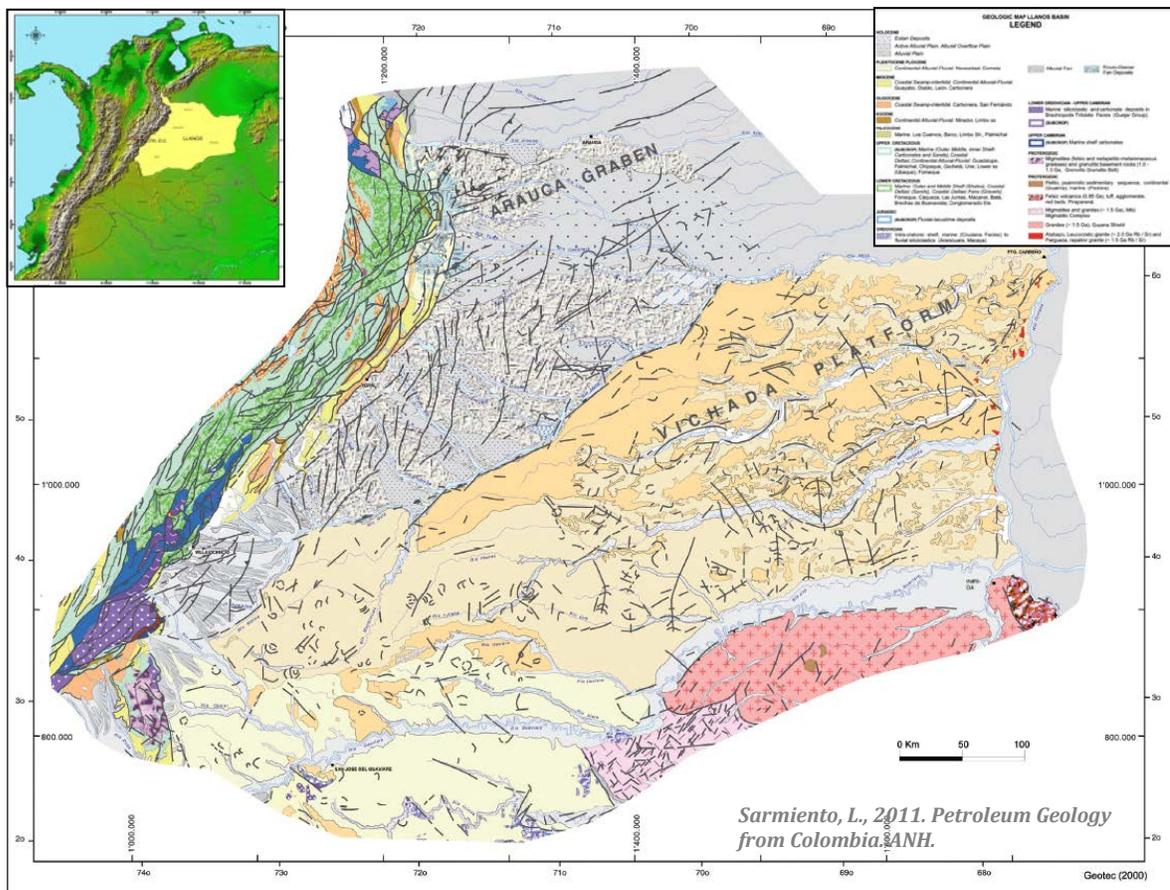


Fuente: Modificado de AAGP, 2015

Es la Cuenca más grande del País y es una de las más prolíferas desde el punto de vista de los hidrocarburos. La Cuenca cuenta con más de 200,000 km² y geográficamente se divide en tres áreas principales: zona norte - Arauca, parte central - Casanare, y zona sur - Meta.

El mapa geológico de superficie de la Cuenca Llanos muestra rocas desde el precámbrico hasta sedimentos recientes (ver **Figura 2**).

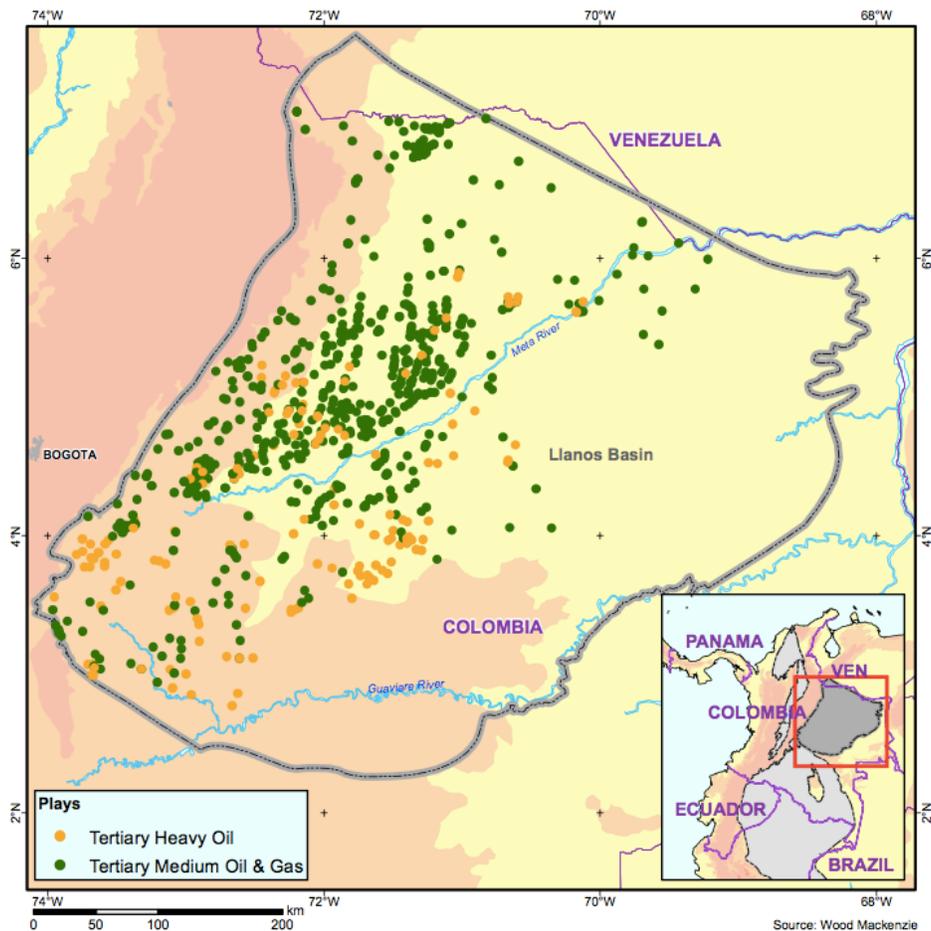
Figura 2. Mapa Geológico Cuenca Llanos Orientales



Fuente: Modificado de Sarmiento, L Petroleum Geology from Colombia ANH

La Cuenca presenta 3 tipos de plays, estructural (asociados a fallas transpresionales, fallas antitéticas, plays en el paleozoico), estratigráfico (canales fluviales, acuíferos de unidades estratigráficas, trampas paleogeomorfológicas) y combinado (estructurales-estratigráficos asociados a hidrodinamismo). En esta monografía se analizarán los plays de crudo pesado y crudo liviano-gas (ver **Figura 3**).

Figura 3. Distribución de pozos por tipo de Play



Fuente: Modificado de Wood Mackenzie 2015

El sistema petrolífero de la cuenca, cuenta con buenas rocas fuente, excelentes reservorios y sellos efectivos. La formación Gacheta domina como roca fuente. Contiene Kerogeno tipo II y III, su rango de T.O.C (Total Organic Carbon) es de 1-3%. Las formaciones Carbonera y Mirador constituyen las rocas reservorio de la Cuenca,

estas cuentan con areniscas de buena calidad, porosidades en los rangos de 10-30% y rangos efectivos entre 50-10 metros. Los sellos regionales se encuentran en las intercalaciones de shales de la formación reservorio (intervalos pares de la formación Carbonera) y la formación León (ver **Tabla 1**).

Tabla 1. Generalidades de la Cuenca Llanos Orientales

	CRUDO PESADO (TERCIARIO)	CRUDO MEDIANO Y GAS (TERCIARIO)
CAMPOS	Rubiales, Castilla, Quifa	Caño Limón, Cusiana
CRUDO	Crudo Pesado	Crudo Mediano
POROSIDAD	15-30%	10-30%
PERMEABILIDAD	3-100mD	30mD-1D
GRAVEDAD	<15 API	<29 API
RESERVORIO	Carbonera	Mirador
Edad	Eoceno-Oligoceno	Eoceno-Oligoceno
Formación	Carbonera, San Fernando	Mirador, Carbonera, Guadalupe
Litología	Areniscas	Areniscas
ROCA FUENTE	Gacheta	Gacheta
Edad	Cretácico Terciario	Cretácico Terciario
Formación	Gacheta, Los Cuervos, Shales Terciarios	Gacheta, Shales Terciarios
SELLO	Shales intercalados	Shales intercalados
TRAMPA	Estratigráfica, Estructural, Hidrodinámica	Estratigráfica y Estructural
PROFUNDIDAD OBJETIVO	2000 metros	3700-4000 metros

Fuente información WoodMackenzie, 2015

Fuente: Modificado de Wood Mackenzie 2015

1.2. EVOLUCIÓN TECTÓNICA DE LA CUENCA

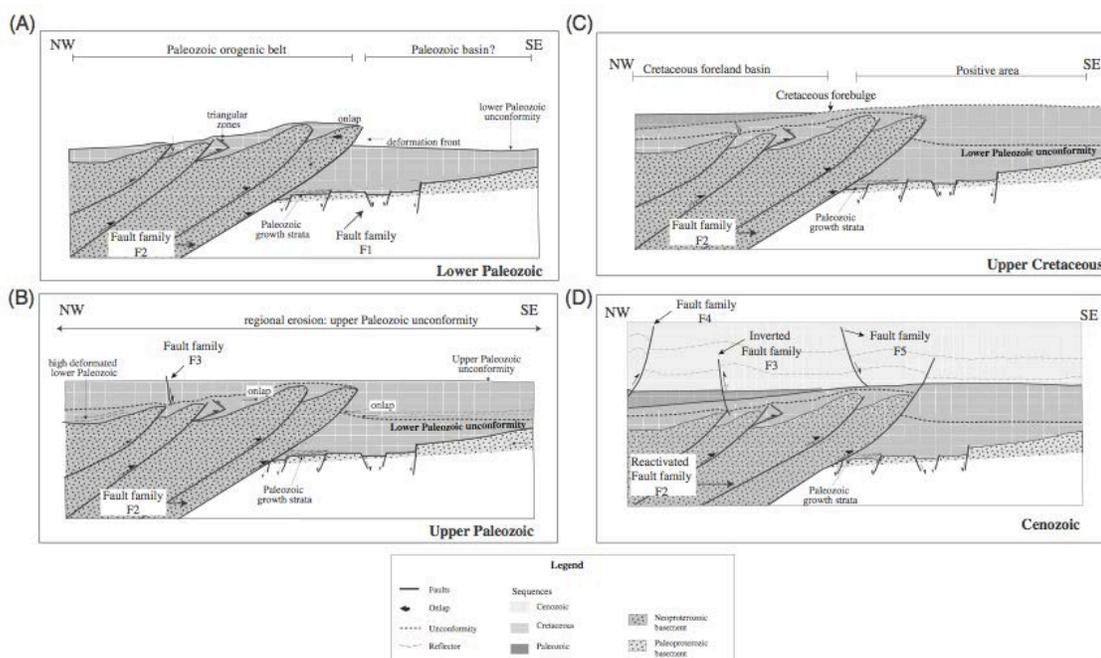
La Cuenca actual de los Llanos Orientales es una cuenca de antepaís, desarrollada entre el Escudo de Guyana (el cratón) y la Cordillera Oriental (el orógeno). La historia tectónica de la margen noroccidental de Suramérica empieza con la formación del cratón (supercontinente precámbrico) generado por la aglutinación o unión de microplacas, desde este tiempo el área sufrió múltiples fases tectónicas durante el Paleozoico y el Mesozoico, sobrepuestas por la deformación terciaria andina, la cual empezó en el Cretáceo tardío (Maastrichtiano) y culminó en el Mioceno - Plioceno. Estas últimas fases compresivas crearon la Cordillera Oriental y su cuenca asociada de antepaís (ver **Figura 4 y 5**).

Figura 4. Tectonosecuencias / Megasecuencias

Secuencia	Cuenca	Características
6	ANTEPAIS ANDINA	Mio-plioceno: <i>Levantamiento Cordillera Oriental</i> Mioceno Inferior: <i>Máxima Transgresión</i>
5	ANTEPAIS PRE-ANDINA TARDIA	Eoceno Superior /Oligoceno y Mioceno Inferior: - <i>4 Ciclos eustaticos</i>
4	ANTEPAIS PRE-ANDINA TEMPRANA	Maastrichtiense -Paleoceno-Eoceno Inferior: - <i>Acreción de Cordillera Central</i>
3	RETRO ARCO	Cretácico Superior: - <i>Sedimentación marina de la roca madre</i>
2	SYN-RIFT	Triásico –Jurásico-Cretácico Inferior: - <i>Separación de los continentes</i> - <i>Capas Rojas del Jurásico</i>
1	PALEOZOICO y MAS ANTIGUA	- Devónico / Carbonífero. - Cámbrico - Ordovícico - Ediacara

Fuente: Modificado de Cooper ,1995.

Figura 5. Evolución Tectónica Cuenca Llanos Orientales



Fuente: Modificado de AAGP Bulletin, volume 99, number 8, August 2015.

1.3. MARCO ESTRUCTURAL DE LA CUENCA LLANOS

ECOPETROL – Beicip (1995) diferencian cinco provincias estructurales en la cuenca Llanos Orientales (Ver **Figura 6**).

Provincia de Arauca (Arauca Domain): corresponde a la parte norte de la cuenca de antepaís, Llanos Orientales. Se caracteriza por fallas transcurrentes de dirección ENE-WSW. La sección paleozoica es espesa en toda esta provincia. Consta de dos elementos estructurales mayores: el arco de Arauca y el graben de Arauca.

Provincia de Casanare (Casanare Domain): ubicada en la parte central de la cuenca, corresponde a una extensa zona de plataforma con predominio de fallas normales antitéticas de dirección N – S y ENE – WSW. El Paleozoico representa, generalmente, una sección delgada que se engrosa hacia el Oeste. La provincia corresponde a un gran monoclinial.

Provincia del Vichada (Vichada Domain): abarca el sector este de la cuenca y se caracteriza por la baja deformación estructural. El basamento cristalino es muy somero (Escudo de Guyana) está cubierto por una delgada secuencia de rocas clásticas terciarias a recientes. El área corresponde a un monoclinial buzando hacia el oeste. Existen también paleoaltos del Paleozoico o del basamento cristalino. Las fallas son semejantes a las de la provincia de Casanare, sin embargo, estas son generalmente más suaves y más escasas.

Provincia del Meta (Meta Domain): se localiza en el sector sur y sureste de la cuenca. Consta de los paleoaltos de Vorágine, Candilejas y La Macarena, de este a oeste, respectivamente. Una gruesa sección paleozoica está presente. El occidente de la provincia se caracteriza por una secuencia del Cámbrico – Ordovícico, tectonizada, la cual corresponde a un cinturón plegado (Orogenia Caledoniana) de dirección N-S. El frente de deformación descansa sobre el flanco NW del paleoalto de Vorágine. Este cinturón orogénico paleozoico está afectado por fallas normales del Jurásico/ Cretáceo

tardío.

En el oriente de la provincia predominan las fallas de orientación N-S, ya sean fallas normales o inversas. En el occidente, las estructuras se caracterizan por fallas inversas de dirección NE-SSW y pliegues asociados; fallas normales de dirección semejante y fallas de rumbo dextrales de dirección NE-SW; son posibles pliegues de arrastre. El área al oriente, presenta fallas de rumbo de dirección N-S con pliegues de arrastre e inversiones estructurales.

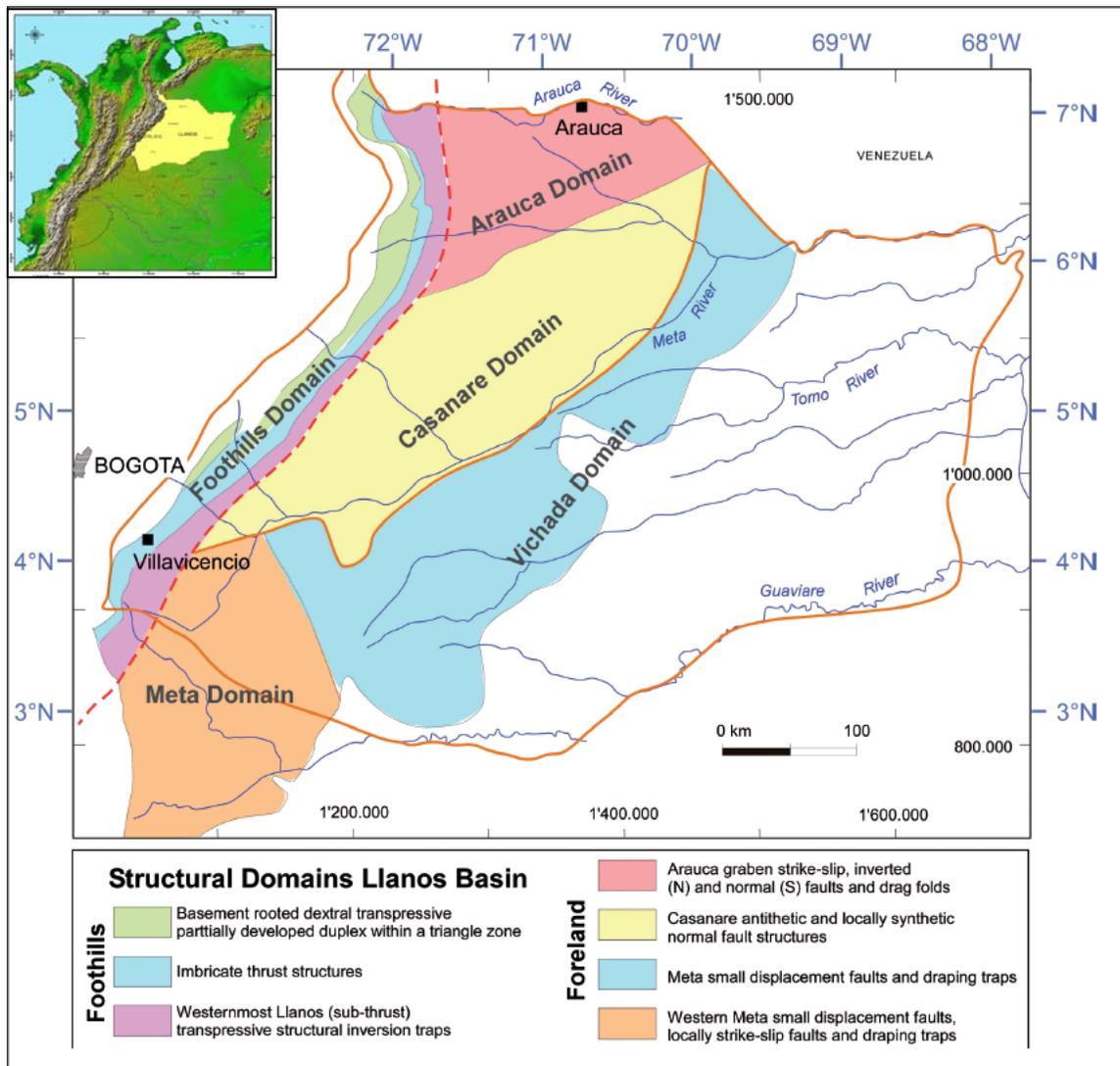
Provincia del Piedemonte Llanero (Foothills Domain): la Cordillera Oriental resultó de la inversión estructural de una cuenca del Triásico - Jurásico y Cretáceo temprano. El límite entre la Cordillera Oriental y el piedemonte es el sistema de fallas de Guaicáramo. El piedemonte tiene alrededor de 15 – 20 km de ancho, y está separado del antepaís, al norte y sur del área, por el sistema de fallas inversas de Cusiana – Yopal. En el cinturón de fallamiento y plegamiento del frente oriental de la Cordillera, se han identificado cuatro estilos estructurales dominantes:

Un estilo de tectónica de cobertura delgada (thin- skin deformation): este estilo se caracteriza por fallas inversas de bajo ángulo que sólo involucran la sección sedimentaria (fallas de Aguaclara, de Yopal). Esta tectónica genera estructuras de tipo pliegues por propagación de fallas, pliegues por flexión de fallas, sinclinales pasivos, tales como los sinclinales de Nunchía y Zamaricote; abanicos imbricados de cabalgamientos, zonas triangulares y zonas de dúplex.

Un estilo de tectónica de cobertura gruesa (thick-skin deformation): el estilo es semejante al anterior pero involucra rocas del Paleozoico y el basamento precámbrico (cabalgamientos de Santa María y Lengupá). Esta deformación genera pliegues por flexión de fallas (anticlinal de Guavio), zonas de dúplex. A menudo se encuentran fallas fuera de secuencia con respecto a las fallas de la tectónica de cobertura delgada, tales como la falla de Guaicáramo.

Un estilo de fallamiento de alivio: las fallas de superficie ubicadas en las escamas de cabalgamiento, perpendiculares u oblicuas al frente de deformación, corresponden a fallas de desgarre (tear faults) y rampas laterales.¹

Figura 6. Provincias Estructurales Cuenca Llanos



Sarmiento, L., 2011. *Petroleum Geology from Colombia*. ANH.

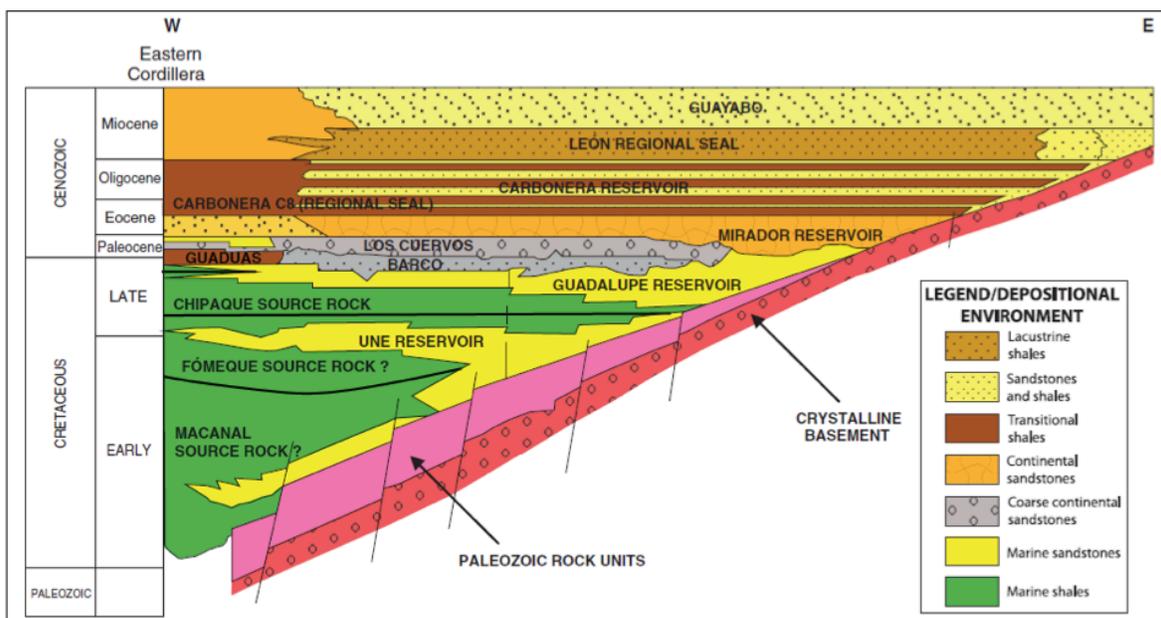
Fuente: Modificado de Sarmiento, L Petroleum Geology from Colombia ANH

¹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Bogotá, INGRAIN, 2012.

1.4. MARCO ESTRATIGRÁFICO DE LA CUENCA LLANOS

La Cuenca Llanos hoy en día corresponde a la flexura adyacente de la cuenca de retroarco del mesozoico generada principalmente por la carga tectónica del cinturón montañoso de los Andes. Está compuesta principalmente por sedimentos siliciclasticos acumulados sobre rocas precámbricas cristalinas del escudo de Guyana (ver **Figura 7**).

Figura 7. Esquema Cronoestratigráfico de la Cuenca Llanos Orientales



Mora et al., 2015. AAPG Vol 99 Agosto 2015

Fuente: Modificada Mora et al., 2015

La estratigrafía de la Cuenca Llanos Orientales es muy conocida y está basada principalmente en la información de la gran cantidad de pozos perforados en la misma (ver **Figura 8**).

Precámbrico: Es la unidad más antigua perteneciente al basamento en la cuenca de los Llanos Orientales, está constituida por rocas ígneas y metamórficas del Complejo

Migmatítico del Mitú, el Granito Rapaquivi de Parguaza y la Sienita Nefelínica de San José del Guaviare.

Paleozoico: Corresponde a una espesa secuencia sin metamorfismo que descansa inconformemente sobre el basamento del Precámbrico.

Mesozoico: Litología perteneciente al Triásico-Jurásico está conformada por arcillas, limolitas, areniscas y conglomerados, principalmente de carácter continental pero localmente acompañados de niveles marinos. El Mesozoico está representado básicamente en la cuenca por el Cretácico superior. Las unidades pertenecientes al Cretácico Superior (Une/Ubaque, Gacheta, y Guadalupe) han sido las más estudiadas junto con algunas del terciario debido a que son el principal objetivo petrolífero en la cuenca de los Llanos Orientales.

- **Une/Ubaque:** Esta unidad yace uniformemente sobre sedimentos del Paleozoico y sobre basamento cristalino del Precámbrico. Areniscas de grano fino a medio (sublitoarenitas a cuarzoarenitas), con un contenido de matriz bajo, laminación paralela, estratificación cruzada con buena selección y redondez. Al tope se define claramente el cambio litológico de areniscas masivas a shales, lo cual coincide con un cambio en el ambiente deposicional de continental a marino somero.
- **Gacheta:** Esta unidad es principalmente de tipo arcilloso, compuesta básicamente por lutitas con gran contenido de materia orgánica. Ocasionalmente presenta intercalaciones con lentes de arenas cuarzosas de grano fino a medio, estos se consideran como objetivo petrolífero en la cuenca. Esta formación es considerada como la roca generadora dentro del sistema petrolífero de la Cuenca de los Llanos, equivalente a la Formación Chipaque y a la Formación La Luna (roca generadora más importante en Colombia).

- **Guadalupe:** Esta unidad litológicamente está constituida de areniscas de grano medio a grueso, localmente conglomeráticas submaduras a inmaduras, petrográficamente corresponden de sublitoarenitas a cuarzo-arenitas de acuerdo a su posición en la cuenca. Medio de sedimentación transicional Marino-Continental.

Cenozoico: Durante este periodo de tiempo la Cuenca de los Llanos estuvo dominada principalmente por depositación de sedimentos clásticos continentales. Un corto lapso de tiempo comprendido entre el Oligoceno temprano y el Mioceno se presentó una transgresión marina proco profunda desde el oeste y se convierte en el único evento que interrumpe la sedimentación continental de esta edad.

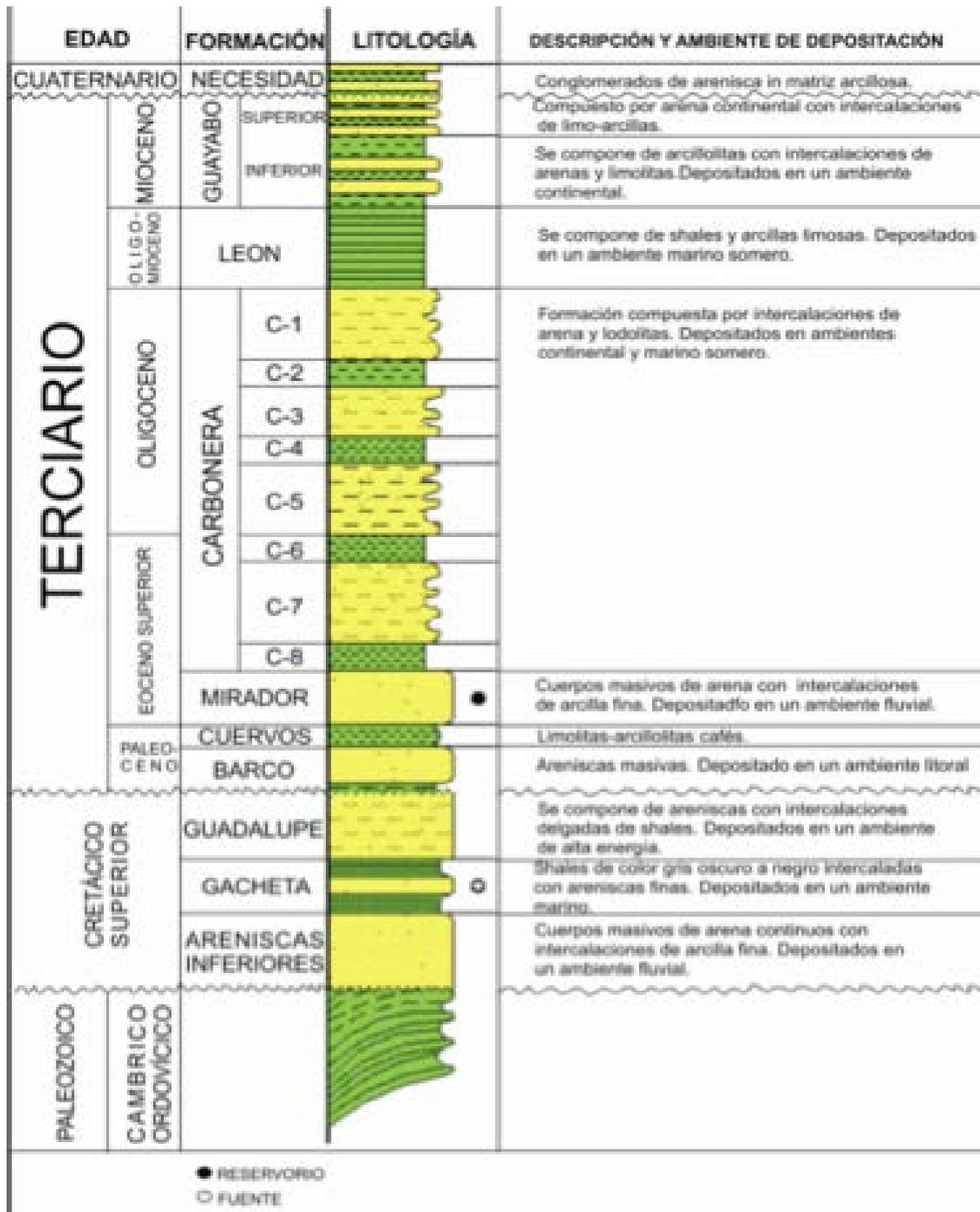
- **Barco/Cuervos:** La formación Barco se encuentra suprayaciendo discordantemente la Formación Guadalupe e infrayaciendo la Formación Cuervos. Litológicamente corresponde a una arenisca de grano medio a grueso, bien seleccionada, con estratificación cruzada, las arcillas intercaladas principalmente hacia la parte inferior son parcialmente limosas. Esta formación desaparece por pinchamiento hacia el Este de la cuenca. La formación Cuervos tiene un contacto superior discordante con la suprayacente Formación Mirador y su base es concordante con la Formación Barco. Un ambiente continental/transicional a marino se ha interpretado para esta unidad de edad Paleoceno.
- **Mirador:** Esta Formación está compuesta predominantemente por arenisca de grano fino a grueso, el medio de sedimentación es continental, es de tipo fluvial. Esta unidad corresponde al objetivo petrolífero más importante en Casanare.
- **Carbonera:** Consiste en una serie alternante de areniscas, arcillolitas, limolitas y carbones. Al igual que la Formación Mirador, presenta un acuñaamiento en dirección Este con espesores que varían entre 2600' y 700'. El medio de sedimentación es continental-marino representado en las intercalaciones de material fino y arenoso de

esta unidad, debido a esto se ha dividido litológicamente en ocho unidades operacionales C1 a C8, siendo las unidades pares (C2-C4-C6-C8) constituidas esencialmente por niveles arcillosos. Desde el punto de vista petrolero los datos actuales indican que existen acumulaciones comerciales en las Unidades C7, C5, C4 y C3.

- **León:** Esta unidad está constituida primordialmente por lutitas de color gris, gris verdoso, localmente las lutitas pasan a limolitas. Se encuentra infrayacida por la Formación Carbonera y suprayacida por la Formación Guayabo, su espesor varía de Oeste a Este (por acuñamiento) de 1600' hasta 550'. Medio de sedimentación es definido como marino.
- **Guayabo:** Corresponde a una secuencia de gravas y arenas, con pequeñas intercalaciones de arcillolitas que reflejan un ambiente continental. El depósito de esta formación fue el resultado del rápido levantamiento de la Cordillera Oriental (Orogenia andina) en el Mioceno Superior.
- **Necesidad:** Unidad compuesta por una secuencia de conglomerados poco consolidados, alternando con areniscas de grano fino a grueso y en menor proporción arcillas. Su edad es considerada Plioceno-Pleistoceno.²

² RINCÓN, L. (2011). Determinación de oportunidades de hidrocarburos detrás del revestimiento (Oil behind Casing) en los campos operados por Perenco en la asociación Casanare, cuenca de los Llanos Orientales. Tesis de pregrado en Geología, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. P 25-38.

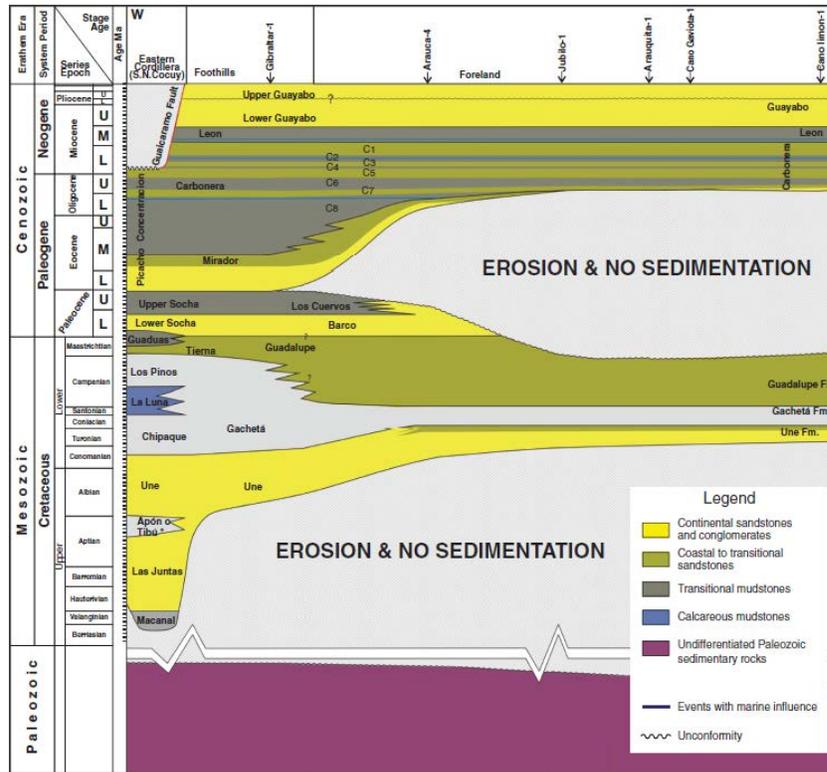
Figura 8. Columna Generalizada Cuenca Llanos Orientales



Fuente: Modificada de Rincón, L 2011.

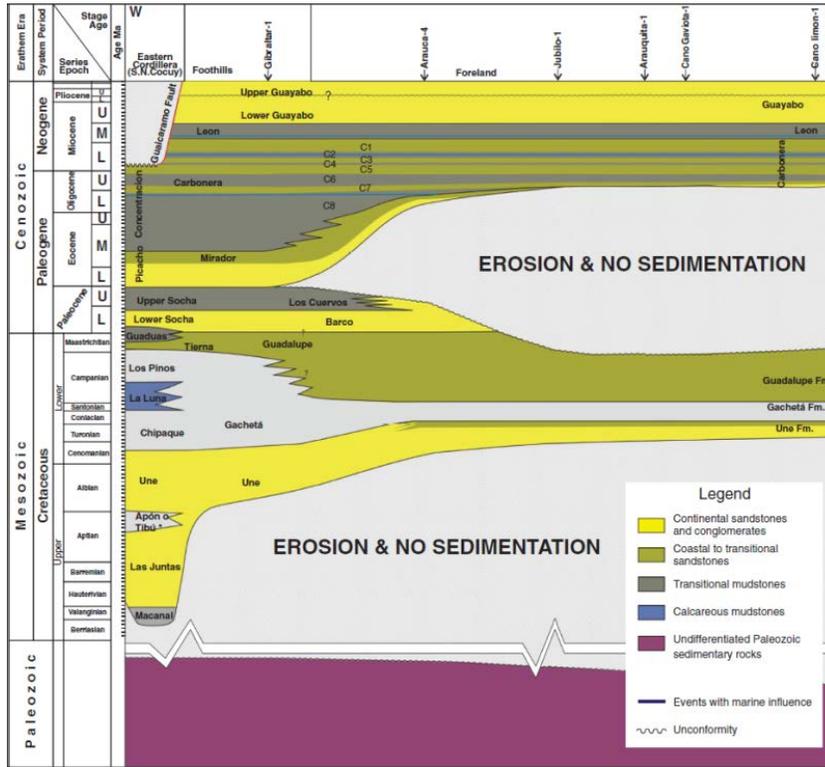
Las Figuras 9, 10 y 11 muestran diagramas regionales cronoestratigráficos del relleno de la Cuenca Llanos y su correlación con la Cordillera Oriental y Valle Medio del Magdalena.

Figura 9. Cronoestratigrafía Llanos Norte



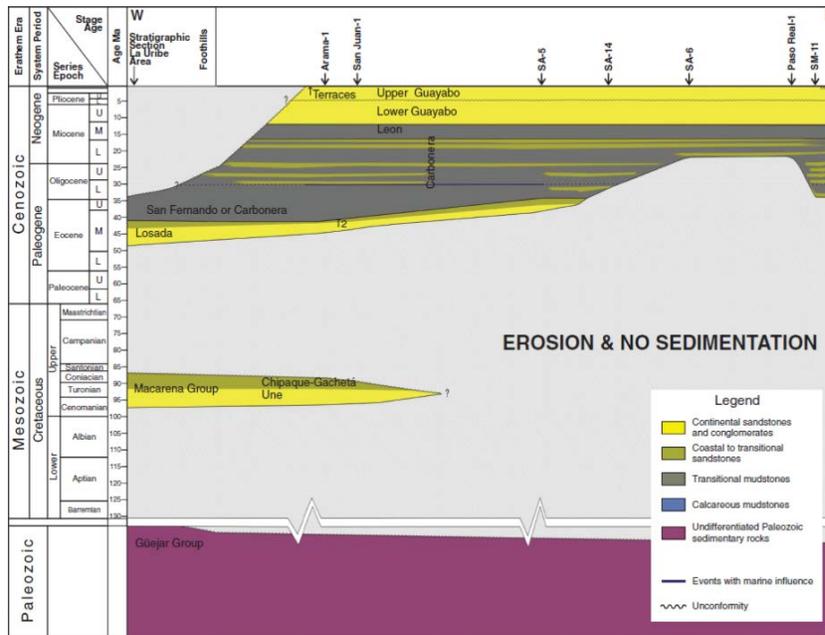
Fuente: Modificada Mora, 2015

Figura 10. Cronoestratigrafía Llanos Central



Fuente: Modificada Mora, 2015

Figura 11. Cronoestratigrafía Llanos Sur



Fuente: Modificada Mora, 2015

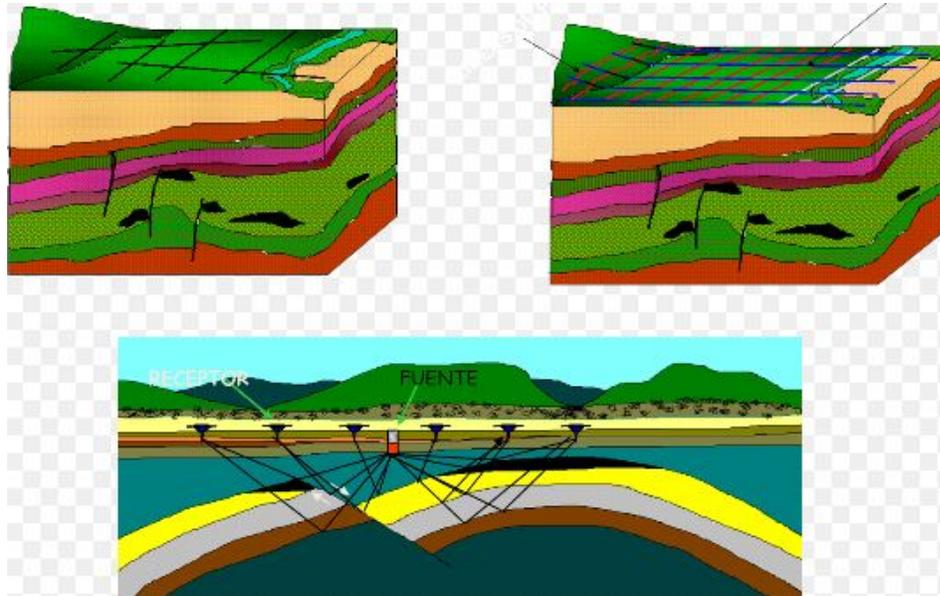
2. DISEÑO DEL LEVANTAMIENTO SÍSMICO 3D

El uso de la técnica 3D se ha convertido en una operación habitual en tierra y en mar. La adquisición sísmica 3D, se utiliza para resolver una variedad de problemas relacionados con la geología del prospecto. Hay dos aspectos a considerar en la geología del área: el estructural y el estratigráfico. La importancia de los levantamientos sísmicos 3D radica en la obtención de una imagen sísmica tridimensional que permite la planificación del desarrollo del campo reduciendo a un mínimo el riesgo de perforar pozos secos.

La exploración sísmica emplea las ondas elásticas que se propagan a través del terreno y que han sido generadas artificialmente (ver **Figura 12**). Su objetivo es el estudio del subsuelo en general, lo cual permite obtener información geológica, propiedades elásticas y contenido de fluidos de los materiales que lo conforman. La prospección sísmica es una herramienta de investigación poderosa, ya que con ella se puede inspeccionar con buena resolución desde los primeros metros del terreno (sísmica de alta resolución o sísmica superficial; shallow seismic) hasta varios kilómetros de profundidad (sísmica profunda; deep seismic). Así, para la sísmica profunda se utilizan fuentes de energía muy potentes (explosivos, camiones vibradores o pistolas de aire) capaces de generar ondas elásticas que llegan a las capas profundas del subsuelo. Según esto, la sísmica se emplea en la detección de reservorios petrolíferos, yacimientos minerales, domos salinos, domos salinos, determinación de las cuencas sedimentarias, etc.³

³ “Sistemas de Gestión de Recursos Petrolíferos” [en línea]. En: Principios Básicos y Definiciones [fecha de consulta: 21 de Marzo del 2015]. Disponible en http://www.spe.org/industry/docs/spanish_PRMS_2009.pdf >

Figura 12. Método Sísmico de Reflexión



Fuente:<http://www.bing.com/images/search?q=adquisicion+sismica+3D&view=detailv2&&id=3CBD850DA236BD33AF9ED34BD700E2A55C43165C&selectedIndex=0&ccid=u%2fCPBAiL&simid=608045500351122618&thid=OIP.Mbbf08f04088b92b5787a9ab5a24fae60o0&ajaxhist=0>

2.1. PARÁMETROS DE DISEÑO DE UN PROSPECTO 3D

Un diseño de adquisición sísmica 3D está compuesto por numerosas líneas de tiro (shot points) y líneas receptoras (geófonos) generalmente orientadas perpendicularmente entre sí (geometría ortogonal) o con cierto ángulo entre ellas (geometría slant). A continuación algunos conceptos básicos. (Ver **Figura 13.**)

Fuente: Se refiere al punto donde se hace el disparo de una fuente sísmica ya sea un camión vibrador o dinamita el cual genera las ondas elásticas que viajan en el subsuelo.

Receptor: Se refiere al lugar donde se colocan los receptores o geófonos que permiten el registro de la señal sísmica. Los geófonos convierten la señal sísmica en una señal eléctrica que es digitalizada y almacenada por un equipo de registro.

CMP: Se refiere al punto medio entre una fuente y un receptor específico, de acuerdo al método sísmico de reflexión, se asume inicialmente que la información captada por un receptor del disparo de la fuente se encuentra físicamente en el cmp.

CDP: Es el punto realmente muestreado por el disparo y un determinado geófono. Mediante un proceso realizado posteriormente con toda la información adquirida del levantamiento sísmico, se lleva la información del CMP al CDP. Si los estratos o capas en el subsuelo son planos, la localización del CDP corresponde a la localización del CMP.

Offset: Es la distancia entre una fuente y un receptor determinado

Traza sísmica: Se refiere a la información temporal adquirida por un receptor en particular. La traza se compone de muestras temporales de la medición eléctrica del geófono durante un determinado tiempo (según la profundidad de investigación)

Bin: El área del levantamiento sísmico se divide en pequeñas áreas rectangulares iguales que definen la imagen sísmica en forma análoga a los pixeles de una cámara digital. La ubicación de las fuentes y los receptores permite que en cada bin caigan una cantidad de cmps que son productos de la información recogida por el registro de varias fuentes con varios geófonos. Después de varios pasos de procesamiento digital se suman estas trazas y se obtiene una sola, la cual es representativa del bin. El tamaño del bin en la dirección de las líneas fuentes, se considera que es igual a la mitad de la distancia entre las fuentes, en la dirección perpendicular se considera que es igual a la mitad de la distancia entre receptores.

Cobertura: Se denomina a la cantidad de trazas determinada que se encuentran en un bin.

In-line: Líneas en dirección paralela a las líneas receptoras.

Cross line: Líneas perpendiculares a la dirección de las líneas receptoras.

Box, Caja, Celda Unitaria: Área que se encuentra delimitada por dos líneas receptoras adyacentes y dos líneas disparo adyacentes. Representa el área más pequeña de todo el levantamiento.

Patch (spread): Se refiere a los receptores que se registran para cualquier punto de disparo en un levantamiento 3D. Usualmente lo conforma un rectángulo con varias líneas paralelas de receptores. El patch se mueve dentro del levantamiento y usualmente se encuentra centrado en el punto de disparo.

Salvo: Es el número de puntos de tiros que se encuentran entre dos líneas receptoras y que tienen por general el mismo patch o spread disparados antes de que el template se desplace a lo largo del levantamiento.

Template: Es igual a Patch + Salvo

Offset máximo (Xmax): Es la distancia que corresponde a la distancia mayor posible entre un receptor y una fuente en el template. Por diseño esta distancia se determina de acuerdo a la profundidad de investigación.

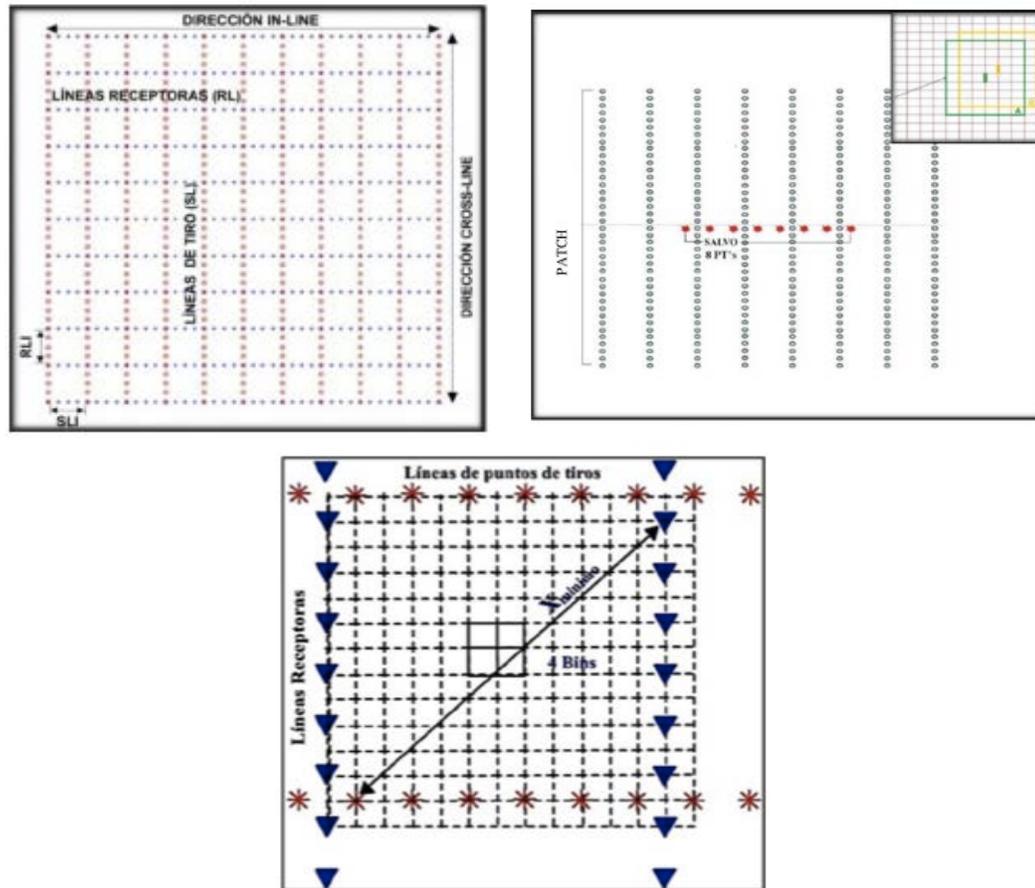
Offset mínimo (Xmin): Es la distancia mínima posible entre un receptor y una fuente en el template. Esta distancia está relacionada con las características geométricas del diseño.

Offset mínimo máximo (Xmax): es la distancia de la diagonal de la caja o box. Es importante que no supere de acuerdo a la función de velocidades del área a la distancia requerida para el muestreo adecuado de los eventos sísmicos más someros que se quieran investigar.

Distribución de Offset: Cuando se tiene un diseño 3D, cada traza en el cmp va a tener un azimut y un offset determinado dependiendo de la ubicación de la fuente y el receptor que generan las trazas. Generalmente en cada bin hay una distribución irregular de offsets. El diseño adecuado del levantamiento sísmico 3D debe permitir que la distribución de offsets sea la óptima para el muestreo adecuado del objetivo o los ruidos sísmicos que se presentan (muestreo de las ondas de superficie, múltiples sísmicos, ondas convertidas, etc.) ⁴

⁴ “Sísmica 3D Conceptos Básicos” [en línea]. En: Adquisición sísmica, conceptos básicos [fecha de consulta: 3 de Febrero del 2016]. Disponible en <<http://www.scribd.com/doc/33841733/Sismica-3D-Conceptos-Basicos#scribd> >

Figura 13. Conceptos Básicos Sísmica 3D



Fuente: <http://www.scribd.com/doc/33841733/Sismica-3D-Conceptos-Basicos#scribd>

Para esta monografía se diseñaron dos programa sísmicos teniendo en cuenta los dos tipos de plays presentes en la Cuenca Llanos y teniendo como premisa que para crudos pesados la profundidad del objetivo (2000m) es menor que para crudos livianos (3700-4000m). Se utilizaron parámetros regionales de la Cuenca Llanos, velocidad de reemplazamiento 2000 m/s y un datum de 200 m. (Ver **Tabla 2 y Figuras 14 y 15**).

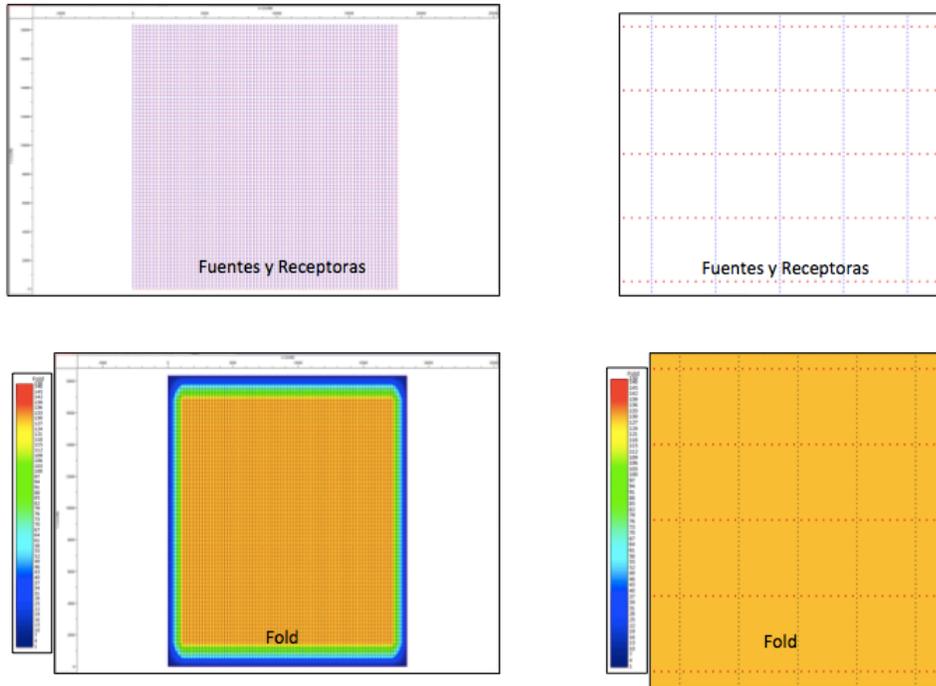
Tabla 2. Parámetros de Adquisición

DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS

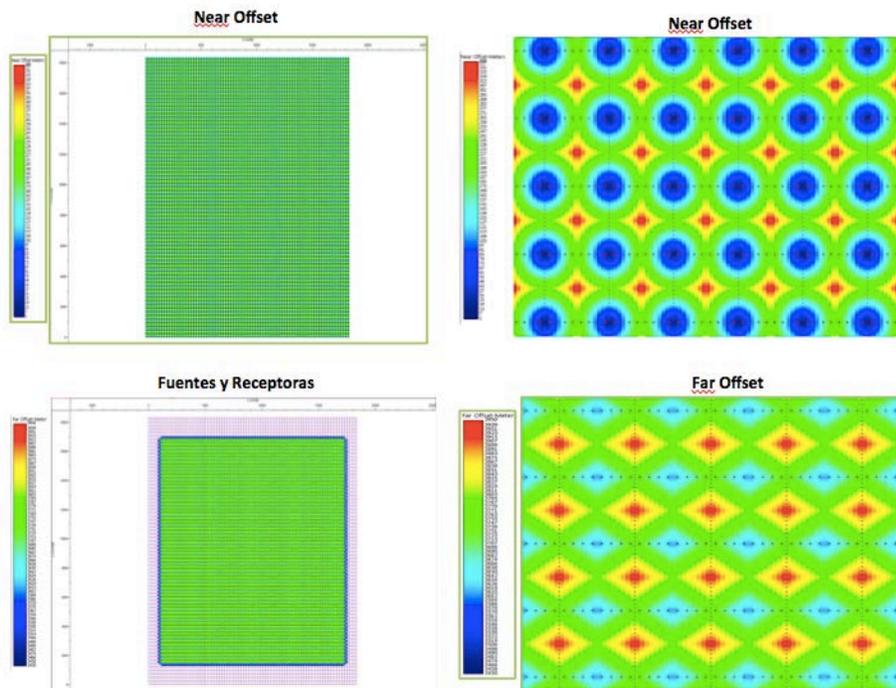
		Crudo Pesado	Crudo Liviano
Distancia entre estaciones			
	Fuentes	30	40
	Receptoras	15	40
Datos de la líneas			
	Numero de fuentes entre líneas receptoras	8	10
	Numero de receptoras entre líneas fuentes	16	10
	Dist Líneas fuentes	240	400
	Dist líneas receptoras	240	400
	Máximo mínimo offset	323.5	537.4
Tendido			
	Líneas receptoras	20	20
	Canales	416	220
	Total channels	8320	4400
	Fuentes en el patch	8	10
	Roll	1	1
Fold			
	Inline	13	11
	xline	10	10
	total	130	110
Máximo offset			
	inline	3112.5	4380
	xline	2385	3980
	total	3921.21	5918.18
Densidad			
	Fuentes	138	62
	Receptoras	277	62
Apertura de migración (m)		1200	2400
Area imagen (km2)		256	256
Tamaño de lado (m)		16000	16000
Tamaño del lado aumentando la apertura de migración (m)		18400	18400
Area completa (surface) (km2)		338.56	338.56

Figura 14 Diseño Adquisición 3D Play Crudo Pesado

Diseño 1 Crudo Pesado



Diseño 1 - Crudo Pesado



Diseño Crudo Pesado

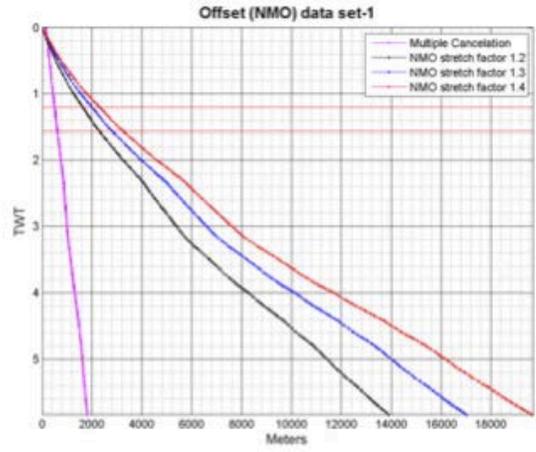
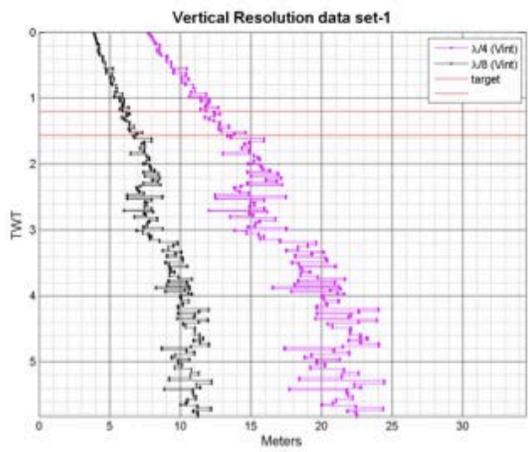
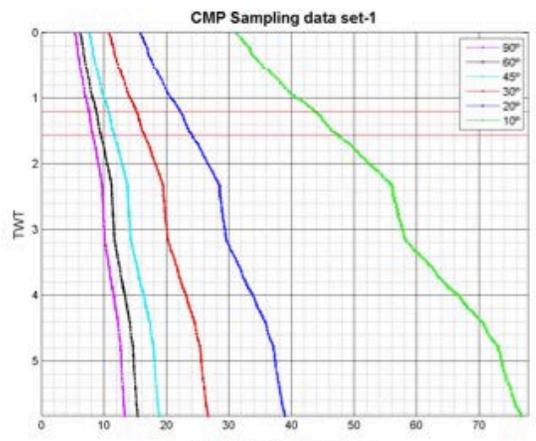
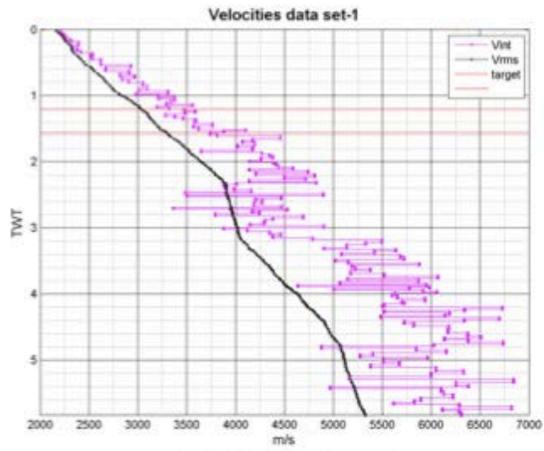
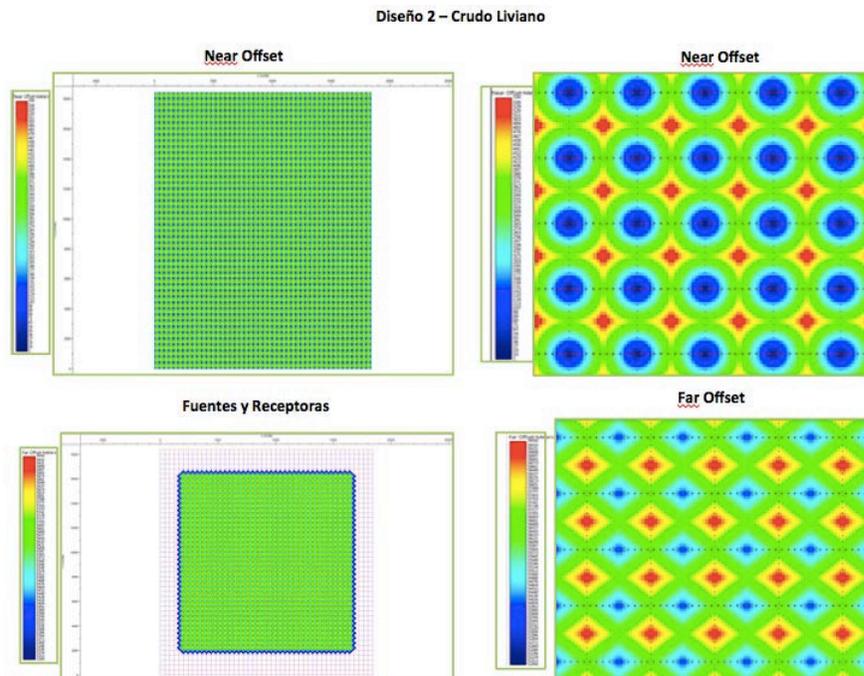
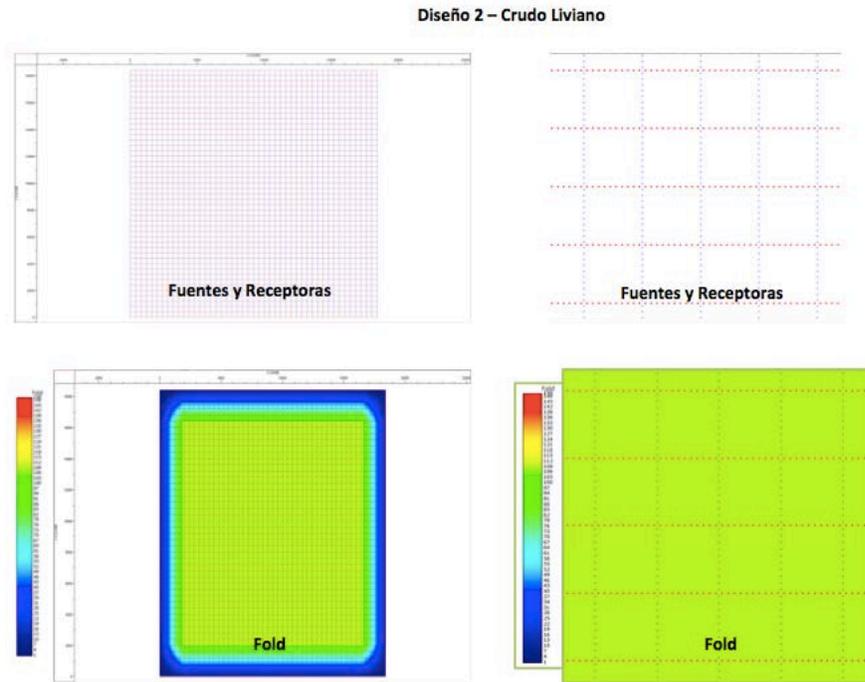
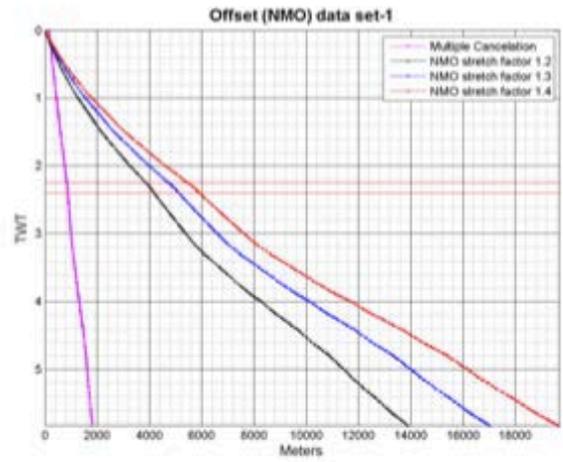
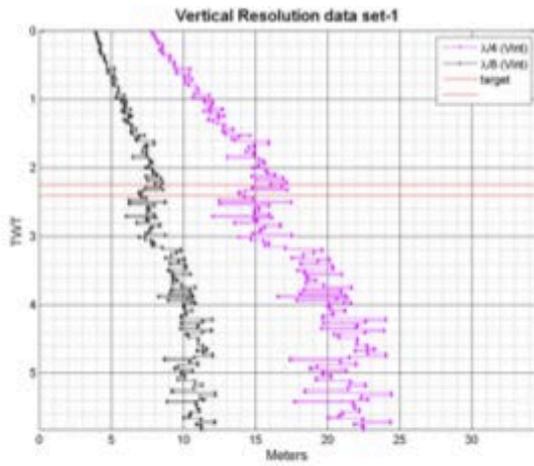
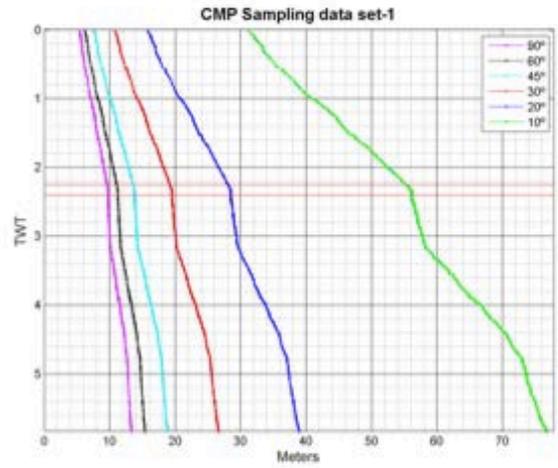
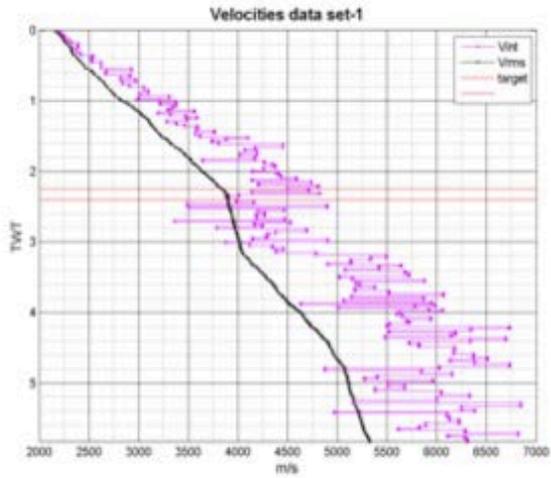


Figura 15. Diseño Adquisición 3D Play Crudo Liviano



Diseño Crudo Liviano



3. ESTIMACIÓN DE POTENCIALES RECURSOS DE HIDROCARBUROS

3.1. RESERVAS Y RECURSOS

El concepto de reservas y recursos presentado aquí está basado en la definición propuesta por la SPE en el 2011.⁵

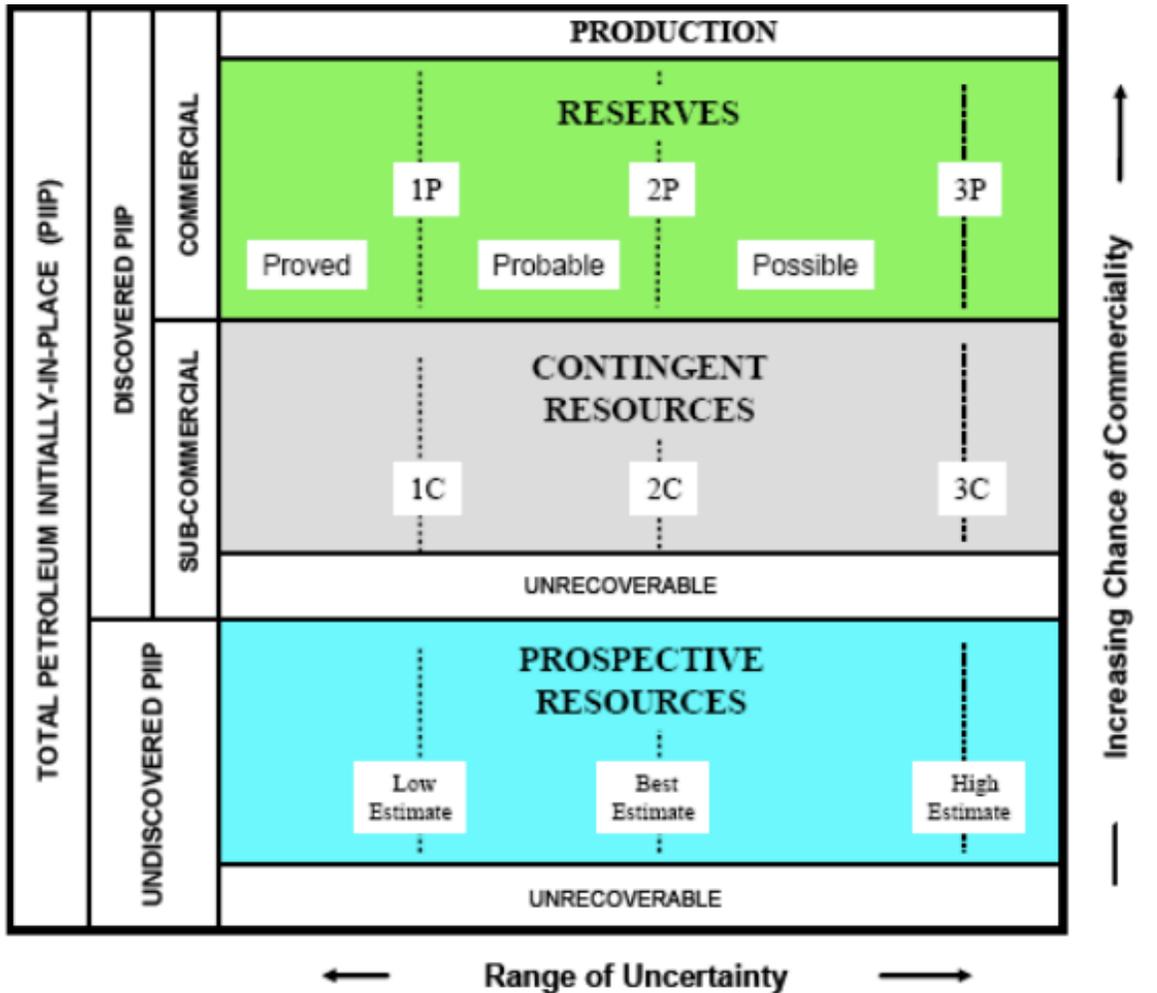
Reservas: son esas cantidades de petróleo anticipadas a ser recuperables comercialmente por la aplicación de proyectos de desarrollo

Recursos contingentes: son aquellas cantidades de petróleo estimadas a ser recuperadas potencialmente de las acumulaciones conocidas por la aplicación de proyectos de desarrollo, pero no son consideradas actualmente como comercialmente recuperables. Los recursos contingentes pueden incluir los proyectos para los que no hay mercados viables actualmente, o en los que la recuperación comercial depende de una tecnología aún en desarrollo o en la que la evaluación de la acumulación es insuficiente para evaluar en forma clara la comercialidad.

Recursos prospectivos: son aquellas cantidades de petróleo que son estimadas a ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas (ver **Figura 16**).

⁵ COLABORADORES DE SPE. "Society of Petroleum Engineers" Petroleum [en línea]. From Resources Classification System and Definitions [fecha de consulta: 29 de Enero del 2016]. Disponible en <<http://www.spe.org/industry/petroleum-resources-classification-system-definitions.php>>

Figura 16. Marco de Clasificación de Recursos



Fuente: Modificado de Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System, 2011

En la Cuenca Llanos se han encontrado aceites livianos, pesados, gas y condensado. Entre los principales campos se encuentran: el campo Gigante de Caño Limón, Cusiana, Castilla, Chichimene, Apiay, Rubiales y Quifa (ver **Tabla-3**).

La exploración en la cuenca se remonta a los años 60 donde el mayor descubrimiento fue el campo Castilla, de crudo pesado en 1969, con unas reservas de 850 MMboe. Seguido del Campo Chichimene con crudo pesado y reservas de 259 MMboe.

Posteriormente el descubrimiento del Campo Gigante Caño limón de crudo liviano (32 API) en 1983 abre las expectativas de la cuenca, con reservas de 1300 MMboe. En 1981 descubren Rubiales con reservas de 644 MMboe de crudo pesado y solo hasta el 2008 empieza su máxima producción. En 1988 se descubre el campo Cusiana con reservas de 869 Mmboe de crudo liviano. En 1993 Cupiagua con 373 Mmboe. En 1995 Pauto Sur B-1 con 232 Mmboe. En el 2000 se descubre Liria YD-2 con 121 Mmboe. En el 2008 esta Quifa-5 con 172 Mmboe. 2010 Akacias Guairuro-1 con reservas de 148 y 125 Mmboe respectivamente. ⁶

Tabla 3. Principales Descubrimientos Cuenca Llanos Orientales

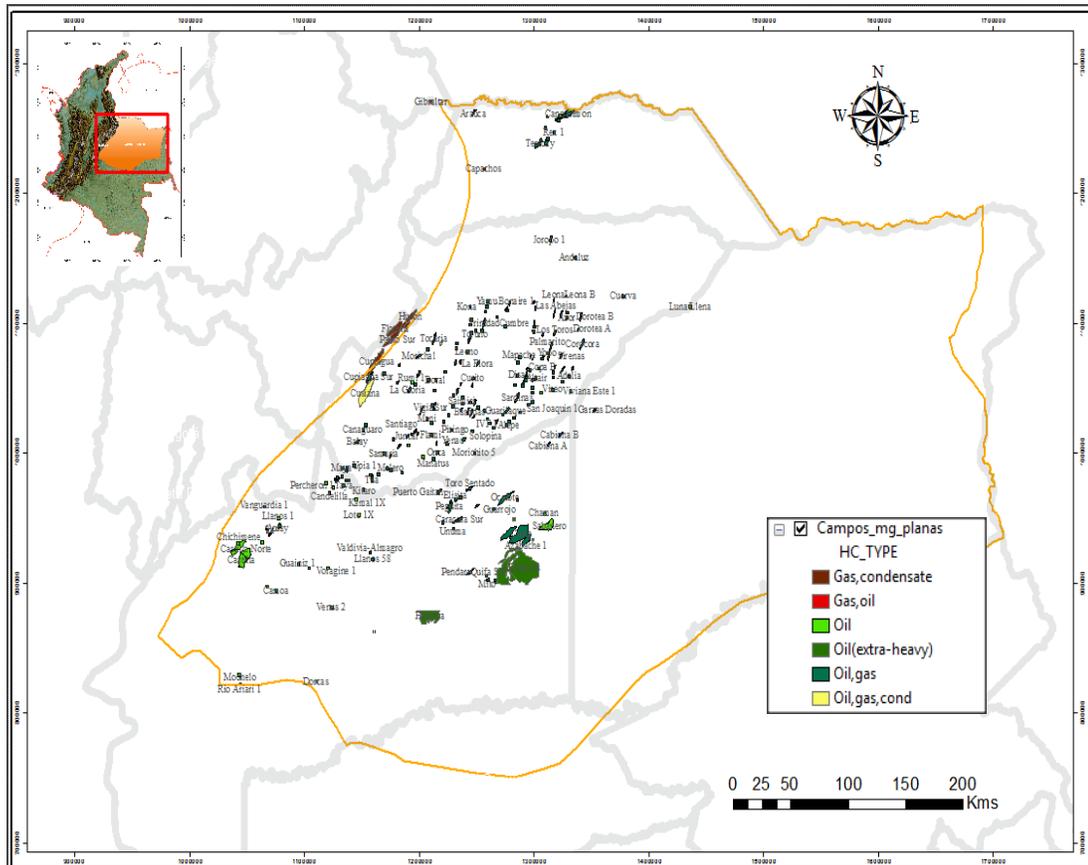
Año	Volumen (mmboe)	Pozo	Campo	Play
1969	849.6	Castilla-1	Castilla	Crudo Pesado
1969	255.7	Chichimene-1	Chichimene	Crudo Pesado
1981	643.9	Rubiales-1	Rubiales	Crudo Pesado
1983	1305.3	Caño Limón-1	Caño Limón	Crudo Liviano y Gas
1984	140.0	Matanegra-1	Matanegra	Crudo Liviano y Gas
1985	49.9	Suria-1	Suria	Crudo Liviano y Gas
1986	42.3	Suria Sur-1	Suria Sur	Crudo Liviano y Gas
1988	869.1	Cusiana-1	Cusiana	Crudo Liviano y Gas
1993	373.1	Cupiagua A-1	Cupiagua	Crudo Liviano y Gas
1993	92.8	Volcanera-1	Volcanera	Crudo Liviano y Gas
1995	232.2	Pauto Sur B-1	Pauto	Crudo Liviano y Gas
1998	109.4	Cupiagua-EXP	Cupiagua Sur	Crudo Liviano y Gas
2000	121.2	Liria YD-2	Cupiagua Norte	Crudo Liviano y Gas
2006	42.0	Caracara Sur-A1	Caracara Sur	Crudo Liviano y Gas
2007	58.2	Ocelote-1	Ocelote	Crudo Liviano y Gas
2008	172.0	Quifa-5	Quifa Southwest	Crudo Pesado
2010	148.0	Akacias-1	Akacias	Crudo Pesado
2010	124.7	Guairuro-1	CPE 6	Crudo Pesado
2010	89.6	Quifa-26X	Cajua	Crudo Pesado
2010	49.5	Mochelo-1	Mochelo	Crudo Pesado
2011	20.0	Merlin-1	Merlin	Crudo Liviano y Gas
2013	20.0	Godric-1	Godric	Crudo Liviano y Gas
2014	30.0	Nueva Esperanza-1	Nueva Esperanza	Crudo Pesado

Fuente: Modificado Wood Mackenzie, 2015

⁶ WOOD MACKENZIE, Colombia Llanos exploration basin. From: Asset Report. December 2015. P 2-29

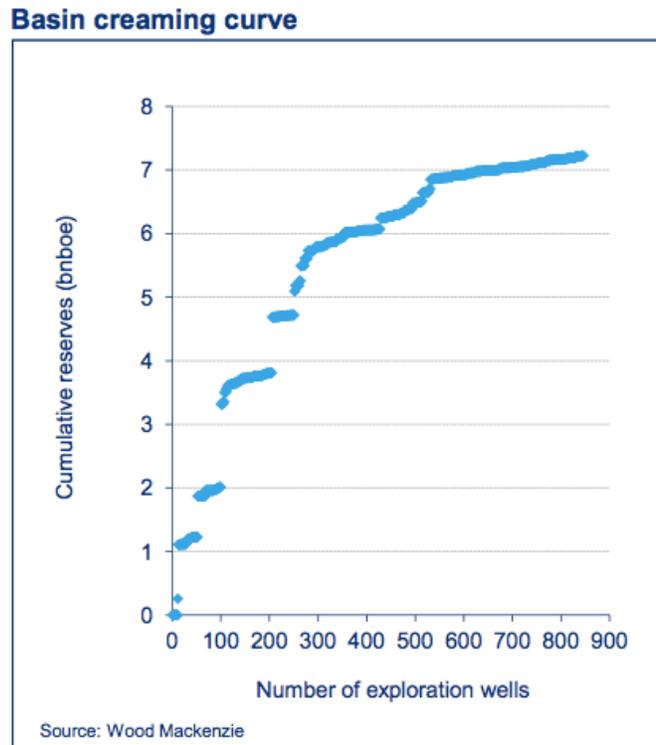
En total se han descubierto 292 campos de crudo liviano, gas y condensado y crudo pesado (ver **Figura 17**) con reservas totales de 7,226 MMboe (ver **Figura 18** Creaming curve).

Figura 17. Distribución de crudos en la cuenca de los Llanos Orientales



Fuente: Modificado IHS, 2015.

Figura 18. Creaming Curve de la Cuenca Llanos Orientales



Fuente: Modificado Wood Mackenzie, 2015

3.2. POTENCIAL DE RECURSOS REMANENTES (YET TO FIND)

En la Cuenca se han perforado más de 2700 pozos: 846 exploratorios, 1661 pozos de desarrollo, 390 pozos A1, con tasas de éxito entre 30 – 50% en los últimos 10 años (ver **Tabla 4**). Las compañías más activas en la cuenca son Ecopetrol, Pacific, Repsol (Talisman), Cepsa, Parex, Hocol (ver **Figura 19**).

Tabla 4. Compañías exitosas en la Cuenca Llanos Orientales.

Tasas de Éxito y Descubrimientos por Compañías				
	10 Años de tasas de éxito		Numero de descubrimientos	
	Operador (Bruto)	Participante (Neto)	Operador (Bruto)	Participante (Neto)
Petrominerales	39%	39%	29	29
Pacific Energy	33%	36%	19	16
Ecopetrol	35%	41%	14	24
Parex Resources	50%	54%	18	17
Hupecol	44%	44%	14	13
CEPSA	39%	38%	11	8
Occidental	39%	36%	9	5
Maurel&Prom	39%	32%	7	4
Hocol	14%	23%	2	4
Others	48%	45%	98	101

Fuente: Modificado Wood Mackenzie, 2015

Figura 19. Tasas de éxito y descubrimientos

Discoveries and success rates



Discoveries include commercial and technical fields. Success rate is defined as new fields discovered per exploration well completed including sidetracks.

Fuente: Modificado Wood Mackenzie, 2015

En el play de crudos pesados se han descubierto 2,617 Mmboe con un total de 179 pozos exploratorios perforados y 51 descubrimientos; En el play de crudos livianos y gas se han descubierto 4,844 MMboe en volúmenes, y se han perforado 672 pozos exploratorios con 247 descubrimientos hasta la fecha.

El potencial de recursos remanente en la Cuenca Llanos se focaliza en el play de crudos pesados que ha sido poco explorado, con un volumen estimado de 630 MMboe, mientras que el potencial remanente en crudos livianos y gas está más limitado con volúmenes estimados de 521 MMboe (ver **Tabla 5**). Diferentes fuentes han calculado el total de recursos remanentes de la cuenca Llanos, sin embargo aquí presentamos el cálculo estimado por Woodmac de 1,151 Mmboe.

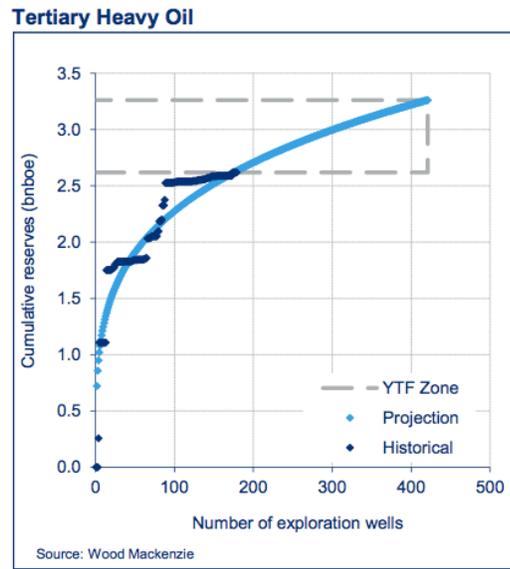
Tabla 5. Potencial de Recursos Remanentes

Potencial de Recursos Remanentes (2015-2035)						
	Pozos Pronosticados	Tasa de éxito (%)	Número de descubrimientos	Yet to Find Recursos(mmmboe)		
				Líquidos (mmbl)	Gas (bcf)	Total (mmboe)
Play Crudos livianos y Gas	555	16%	91	469	296	521
Play Crudos Pesados	242	25%	60	630	-	630
Total Cuenca	797	19%	151	1,099	296	1,151

Fuente: Modificado Wood Mackenzie, 2015

La **Figura 20** muestra las reservas acumuladas descubiertas contra los pozos exploratorios completados (excluyendo sidetracks) y una creaming curve proyectada del potencial remanente del play de crudos pesados ajustando los datos históricos del play.

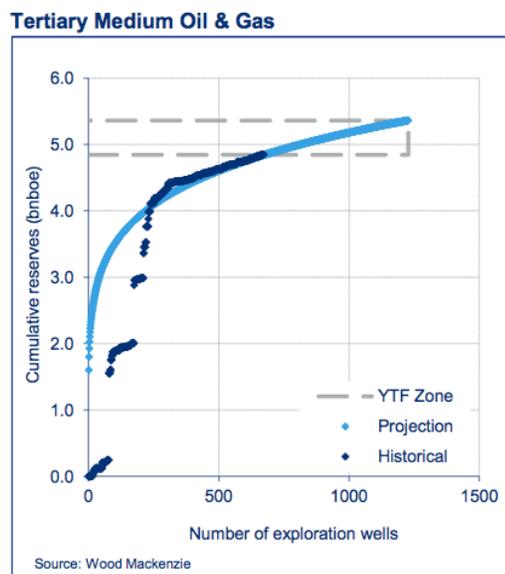
Figura 20. Potencial de Recursos Remanente para el Play Crudos Pesados



Fuente: Modificado Wood Mackenzie, 2015

La **Figura 21**, muestra las reservas acumuladas descubiertas contra los pozos exploratorios completados (excluyendo sidetracks) y una creaming curve proyectada del potencial remanente del play de crudos livianos y gas, ajustando los datos históricos del play.

Figura 21. Potencial de Recursos Remanente Play Crudos Livianos y Gas



Fuente: Modificado Wood Mackenzie, 2015

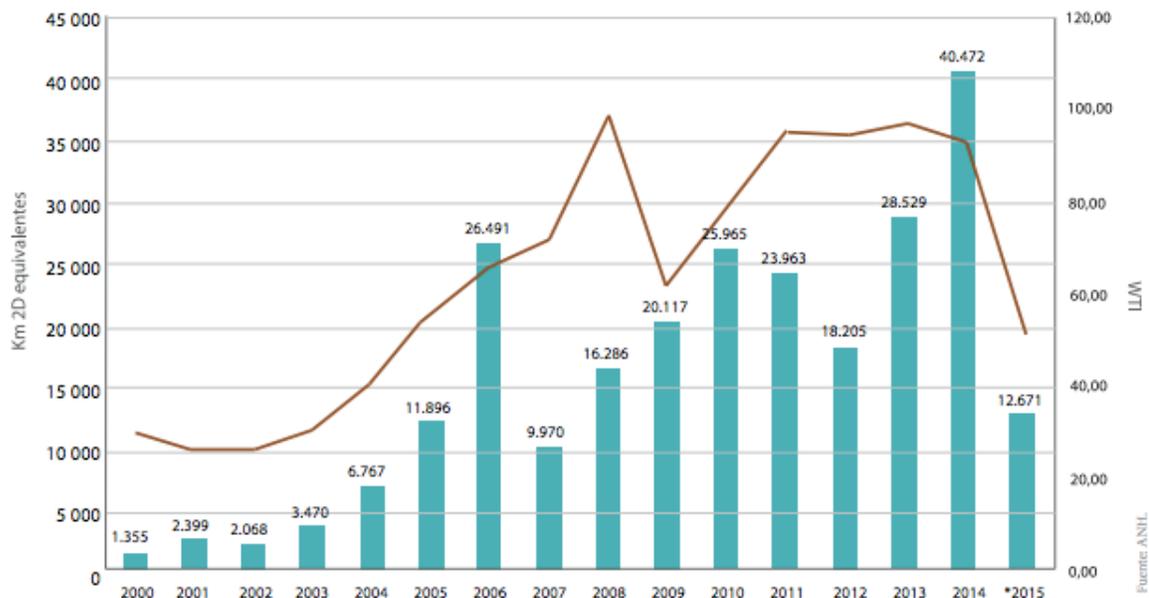
4. ANÁLISIS ECONÓMICO

4.1. COSTOS DE ADQUISICIÓN

Se evidencia que aunque la Cuenca de los Llanos es una cuenca madura aún hay un potencial por descubrir. La exploración de Colombia en la última década se ha concentrado en los Llanos y se demuestra con la adjudicación actual de bloques donde toda la cuenca está tomada por diferentes compañías operadoras.

La caída de los precios del petróleo ha impactado el desarrollo de la exploración en Colombia, generando preocupación sobre el alcance de las reservas y una disminución en la producción en el País. La industria petrolera enfrenta al comienzo del 2016, un estado de incertidumbre que requiere medidas estructurales. El 2015 estuvo marcado por la paralización de la actividad exploratoria en el País, la actividad sísmica en tierra registro 12000 km lo que representa una reducción aproximada del 70% frente al año anterior (ver **Figura 22**).

Figura 22. Kilómetros de Sísmica 2D equivalentes en Colombia



Fuente: Modificado ANH, 2015

Actualmente en Colombia solo existen dos compañías de servicios sísmicos lo que hace poco competitivo el mercado para las operadoras y un monopolio en los precios de adquisición. Otro punto adicional está relacionado con los costos de los planes de manejo ambiental que cada programa sísmico requiere y las licencias ambientales asociadas a cada proyecto exploratorio. Los temas de seguridad y entorno social dependen de la estrategia que cada compañía proponga en el área.

Todos estos factores marcan las diferencias en costos del programa sísmico para cada compañía operadora. Sin embargo, la adquisición y procesamiento de los datos sísmicos son uno de los elementos más costosos en los proyectos exploratorios junto con los pozos. Cuando las compañías deciden diversificar el riesgo asociado al proceso exploratorio siempre buscan recuperar estas inversiones de sísmica en los acuerdos comerciales (Farm-in).

El control de reservorios se da por la maximización del valor económico mediante la optimización de la extracción de hidrocarburos reduciendo a un mínimo las inversiones de capital y los gastos operativos, esta maximización se obtiene gracias a la sísmica 3D.

A continuación (ver **Tabla 6**) se presenta el estudio económico para los plays diseñados en el capítulo 2.

Los costos de adquisición 3D para el play de crudos pesados son más elevados porque la distancia entre receptores y fuentes es menor, por lo tanto la densidad de fuentes y receptores es mayor, la densidad de fuentes es de 138 y la densidad de receptores es de 277, para el diseño del play de crudos pesados. Mientras para el play de crudos livianos la densidad de fuentes y receptores es de 62, todo esto para tener una mejor imagen del objetivo somero y una buena resolución. La diferencia de costos radica en el incremento de topografía, perforación y registro para proyectos de adquisición de crudos pesados (ver **Figura 23 y 24**).

La sísmica 3D contribuye a la economía del reservorio agregando reservas y/o reduciendo costos. La cantidad de información que se obtiene por cada dólar invertido en un estudio 3D es superior a la que se obtiene con la sísmica 2D convencional. Por lo anterior en todo proyecto exploratorio es casi obligatorio tener un 3D.

Tabla 6. Costos Diseños Sísmicos 3D

DETERMINACION DE PARAMETROS

		Crudo Pesado	Crudo Liviano
Distancia entre estaciones			
Fuentes		30	40
Receptoras		15	40
Datos de la líneas			
Número de fuentes entre líneas receptoras		8	10
Número de receptoras entre líneas fuentes		16	10
Dist líneas fuentes		240	400
Dist líneas receptoras		240	400
Máximo mínimo offset		323.5	537.4
Tendido			
Líneas receptoras		20	20
Canales		416	220
Total channels		8320	4400
Fuentes en el patch		8	10
Roll		1	1
Fold			
Inline		13	11
xline		10	10
total		130	110
Máximo offset			
inline		3112.5	4380
xline		2385	3980
total		3921.21	5918.18
Densidad			
Fuentes		138	62
Receptoras		277	62
Apertura de migración (m)			
		1200	2400
Area imagen (km2)			
Área imagen (km2)		256	256
Tamaño de lado (m)		16000	16000
Tamaño del lado aumentando la apertura de migración (m)		18400	18400
Área completa (surface) (km2)		338.56	338.56
Costos			
Permisos		\$50,000.00	\$50,000.00
Estudio impacto ambiental		\$20,000.00	\$20,000.00
Movilización		\$350,000.00	\$350,000.00
Acción social por km2		\$100.00	\$100.00
Acción social		\$33,856.00	\$33,856.00
Topografía por shot		\$70.00	\$70.00
Perforación por shot		\$250.00	\$250.00
Registro por shot		\$150.00	\$150.00
Topografía por km2		\$9,660.00	\$4,340.00
Perforación por km2		\$34,500.00	\$15,500.00
Registro por km2		\$20,700.00	\$9,300.00
Total precio por km2		\$64,860.00	\$29,140.00
Total precio por área		\$21,959,001.60	\$9,865,638.40
Desmovilización		\$300,000.00	\$300,000.00
Limpieza		\$250,000.00	\$250,000.00
Total		\$22,962,857.60	\$10,869,494.40

Figura 23. Análisis de Costos Programas Sísmicos en Crudo Pesado

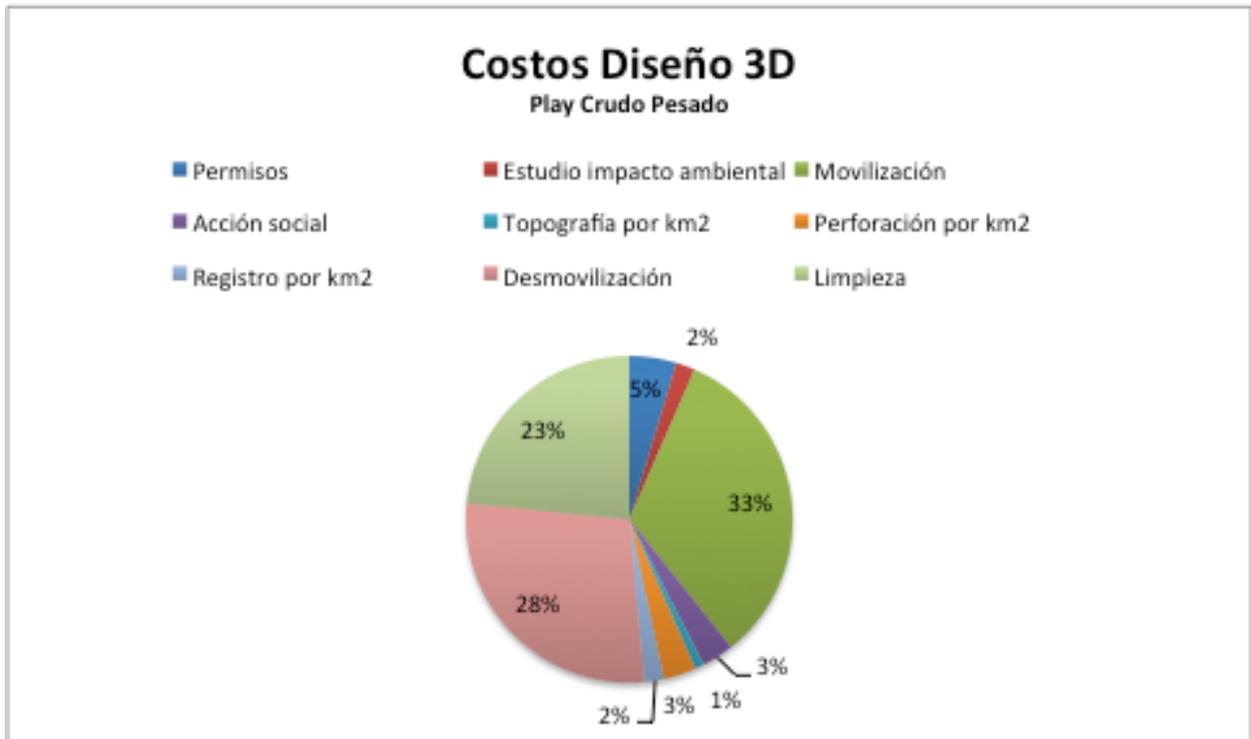
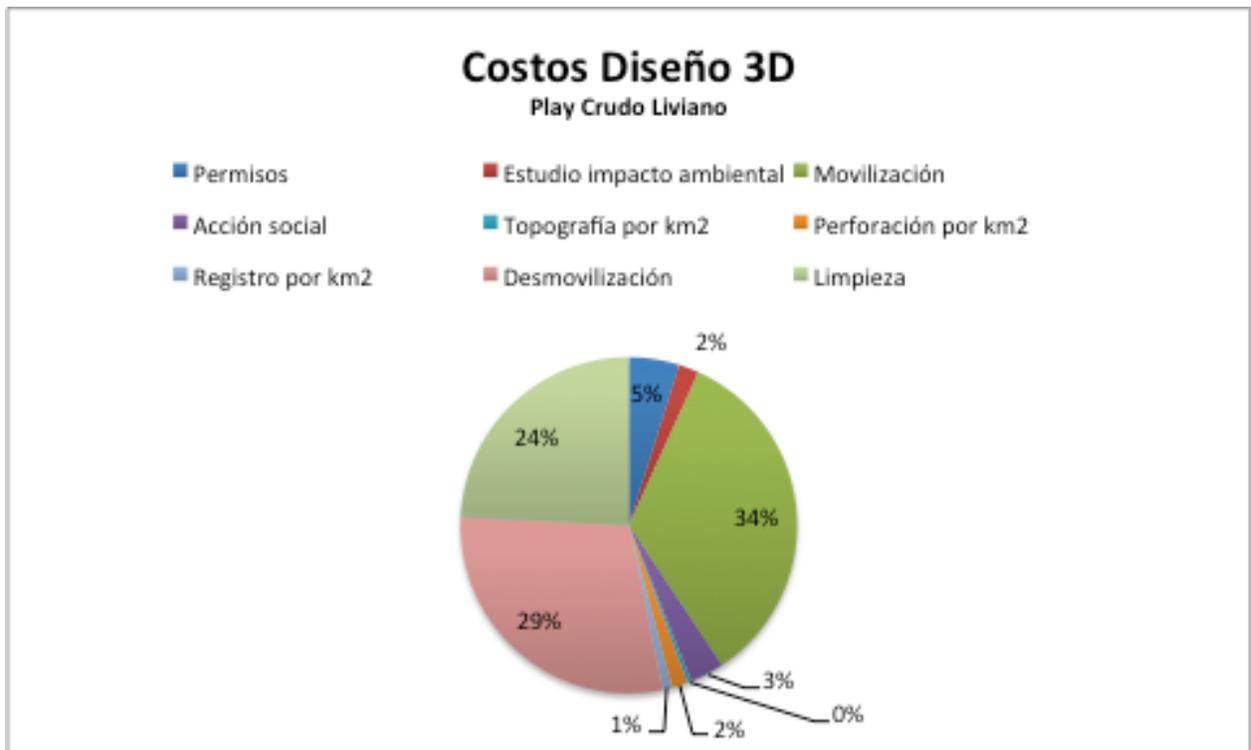


Figura 24. Análisis de Costos Programas Sísmicos en Crudo Liviano



Para el análisis económico de un campo se creó un caso de estudio, el cual incluyó un programa sísmico 3D, procesamiento de los datos, interpretación de los mismos y la perforación de 4 pozos. La producción duro 10 años y al séptimo año el campo empezó a declinar. (Ver **Tabla 7 y 8**)

Tabla 7. Análisis Económico Campo Crudo Pesado

COSTOS VARIABLES	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
SERVICIOS										
Sísmica 3D	\$ 22.962.857									
Procesamiento	\$ 300.000									
Interpretación	\$ 135.000									
Pozo 1		\$ 8.000.000								
Pozo 2		\$ 8.000.000								
Pozo 3		\$ 8.000.000								
Pozo 4		\$ 8.000.000								
Mantenimiento pozo 1		\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000
Mantenimiento pozo 2		\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000
Mantenimiento pozo 3		\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000
Mantenimiento pozo 4		\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000
Total (1+2+3)	\$ 23.397.857,00	\$ 36.000.000	\$ 4.000.000	\$ 4.000.000	\$ 4.000.000	\$ 4.000.000	\$ 4.000.000	\$ 4.000.000	\$ 4.000.000	\$ 4.000.000
TOTAL COSTOS	\$ 23.397.857,00	\$ 36.000.000	\$ 4.000.000							
GASTOS ADMINISTRATIVOS										
Arriendo Oficinas	\$ 1.000,00	\$ 1.034,00	\$ 1.069,16	\$ 1.105,51	\$ 1.143,09	\$ 1.181,96	\$ 1.222,15	\$ 1.263,70	\$ 1.306,67	\$ 1.351,09
Sueldos y salarios	\$ 15.000,00	\$ 15.510,00	\$ 16.037,34	\$ 16.582,61	\$ 17.146,42	\$ 17.729,40	\$ 18.332,20	\$ 18.955,49	\$ 19.599,98	\$ 20.266,38
Servicios Básicos	\$ 303,30	\$ 313,61	\$ 324,28	\$ 335,30	\$ 346,70	\$ 358,49	\$ 370,68	\$ 383,28	\$ 396,31	\$ 409,79
Suministros de oficina	\$ 500,00	\$ 517,00	\$ 534,58	\$ 552,75	\$ 571,55	\$ 590,98	\$ 611,07	\$ 631,85	\$ 653,33	\$ 675,55
Total	\$ 16.803,30	\$ 17.374,61	\$ 17.965,35	\$ 18.576,17	\$ 19.207,76	\$ 19.860,82	\$ 20.536,09	\$ 21.234,32	\$ 21.956,29	\$ 22.702,80
VENTAS										
Publicidad y Promoción	\$ 1.212,12	\$ 1.253,33	\$ 1.295,95	\$ 1.340,01	\$ 1.385,57	\$ 1.432,68	\$ 1.481,39	\$ 1.531,76	\$ 1.583,83	\$ 1.637,69
Total	\$ 1.212,12	\$ 1.253,33	\$ 1.295,95	\$ 1.340,01	\$ 1.385,57	\$ 1.432,68	\$ 1.481,39	\$ 1.531,76	\$ 1.583,83	\$ 1.637,69
FINANCIAMIENTO										
Gasto Financiero	\$ 3.198,08	\$ 2.684,56	\$ 2.114,56	\$ 1.481,86	\$ 779,55	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Total	\$ 3.198,08	\$ 2.684,56	\$ 2.114,56	\$ 1.481,86	\$ 779,55	\$ -				
TOTAL COSTOS Y GASTOS	\$ 23.419.070,50	\$ 36.021.312,50	\$ 4.021.375,85	\$ 4.021.398,04	\$ 4.021.372,88	\$ 4.021.293,50	\$ 4.022.017,48	\$ 4.022.766,08	\$ 4.023.540,12	\$ 4.024.340,49

PIB		0,0434		
WTI		45		
regalias		8%	8760	
BOPY/pozo		109500		
BOPY Neto		100740		
Precio venta		36		
Ventas crudo pesado				
Producción BOPY				
Año 1	\$	-	\$	-
Año 2	\$	3.626.640,00	\$	3.626.640,00
Año 3	\$	3.626.640,00	\$	3.626.640,00
Año 4	\$	3.626.640,00	\$	3.626.640,00
Año 5	\$	3.626.640,00	\$	3.626.640,00
Año 6	\$	3.626.640,00	\$	3.626.640,00
Año 7	\$	3.626.640,00	\$	3.626.640,00
Año 8	\$	3.626.640,00	\$	3.626.640,00
Año 9	\$	3.626.640,00	\$	3.626.640,00
Año 10	\$	3.626.640,00	\$	3.626.640,00
TOTAL	\$	32.639.760,00	\$	32.639.760,00

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ventas		\$ -	\$ 14.506.560,00	\$ 14.506.560,00	\$ 14.506.560,00	\$ 14.506.560,00	\$ 14.506.560,00	\$ 14.506.560,00	\$ 14.506.560,00	\$ 14.506.560,00	\$ 14.506.560,00
Total Costos Variables ventas		\$ 23.419.070,50	\$ 36.021.312,50	\$ 4.021.375,85	\$ 4.021.398,04	\$ 4.021.372,88	\$ 4.021.293,50	\$ 4.022.017,48	\$ 4.022.766,08	\$ 4.023.540,12	\$ 4.024.340,49
Utilidad Bruta en ventas		(\$ 23.419.070,50)	(\$ 21.514.752,50)	\$ 10.485.184,15	\$ 10.485.161,96	\$ 10.485.187,12	\$ 10.485.266,50	\$ 10.484.542,52	\$ 10.483.793,92	\$ 10.483.019,88	\$ 10.482.219,51
(-) Gastos de comercialización		\$ 1.212,12	\$ 1.253,33	\$ 1.295,95	\$ 1.340,01	\$ 1.385,57	\$ 1.432,68	\$ 1.481,39	\$ 1.531,76	\$ 1.583,83	\$ 1.637,69
(-) Depreciaciones		\$ 4.158,61	\$ 4.158,61	\$ 4.158,61	\$ 4.623,03	\$ 4.623,03	\$ 4.623,03	\$ 4.623,03	\$ 4.623,03	\$ 4.623,03	\$ 4.623,03
(-) Amortización		\$ 708,75	\$ 708,75	\$ 708,75	\$ 708,75	\$ 708,75	\$ 708,75	\$ 708,75	\$ 708,75	\$ 708,75	\$ 708,75
(-) Gastos Administrativos		\$ 16.803,30	\$ 17.374,61	\$ 17.965,35	\$ 18.576,17	\$ 19.207,76	\$ 19.860,82	\$ 20.536,09	\$ 21.234,32	\$ 21.956,29	\$ 22.702,80
(-) Gastos Financieros		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Utilidad Operacional		\$ (23.441.953,28)	\$ (21.538.247,81)	\$ 10.461.055,49	\$ 10.459.914,00	\$ 10.459.262,01	\$ 10.458.641,22	\$ 10.457.193,26	\$ 10.455.696,07	\$ 10.454.147,98	\$ 10.452.547,25
Utilidad tributable		\$ (23.441.953,28)	\$ (21.538.247,81)	\$ 10.461.055,49	\$ 10.459.914,00	\$ 10.459.262,01	\$ 10.458.641,22	\$ 10.457.193,26	\$ 10.455.696,07	\$ 10.454.147,98	\$ 10.452.547,25
(-) 25% impuesto sobre la renta		\$ (5.860.488,32)	\$ (5.384.561,95)	\$ 2.615.263,87	\$ 2.614.978,50	\$ 2.614.815,50	\$ 2.614.660,30	\$ 2.614.298,31	\$ 2.613.924,02	\$ 2.613.536,99	\$ 2.613.136,81
Utilidad Neta		\$ (17.581.464,96)	\$ (16.153.685,86)	\$ 7.845.791,62	\$ 7.844.935,50	\$ 7.844.446,51	\$ 7.843.980,91	\$ 7.842.894,94	\$ 7.841.772,05	\$ 7.840.610,98	\$ 7.839.410,44
(+) Depreciaciones		\$ 4.158,61	\$ 4.158,61	\$ 4.158,61	\$ 4.623,03	\$ 4.623,03	\$ 4.623,03	\$ 4.623,03	\$ 4.623,03	\$ 4.623,03	\$ 4.623,03
(+) Amortización		\$ 708,75	\$ 708,75	\$ 708,75	\$ 708,75	\$ 708,75	\$ 708,75	\$ 708,75	\$ 708,75	\$ 708,75	\$ 708,75
(-) Inversión Inicial		\$ 80.000.000,00									
Activos fijos		\$ 59.536.456,25									
Activos Diferido		\$ 3.543,75									
Capital de trabajo		\$ 20.460.000,00									\$ 20.460.000,00
(-) Reinversión					\$ 4.395,78						
(+) Valor de salvamento											\$ 12.631,68
Flujo Neto		\$ (80.000.000,00)	\$ (17.576.597,60)	\$ (16.148.818,50)	\$ 7.850.659,98	\$ 7.845.871,50	\$ 7.849.778,29	\$ 7.849.312,69	\$ 7.848.226,72	\$ 7.847.103,83	\$ 7.845.942,76
sensibilidad de precios											
30 dolares por barril	\$ (80.000.000)	\$ (17.576.598)	\$ (20.682.118)	\$ 3.317.359	\$ 3.312.572	\$ 3.316.478	\$ 3.316.013	\$ 3.314.927	\$ 3.313.804	\$ 3.312.643	\$ 23.784.074
35 dolares por barril	(80.000.000)	(17.576.598)	(19.171.018)	4.828.459	4.823.672	4.827.578	4.827.113	4.826.027	4.824.904	4.823.743	25.295.174
40 dolares por barril	(80.000.000)	(17.576.598)	(17.659.918)	6.339.559	6.334.772	6.338.678	6.338.213	6.337.127	6.336.004	6.334.843	26.806.274
45 dolares por barril	(80.000.000)	(17.576.598)	(16.148.818)	7.850.659	7.845.872	7.849.778	7.849.313	7.848.227	7.847.104	7.845.943	28.317.374

La viabilidad económica se da una vez sea alcanzada la inversión inicial de US\$ 80.000.000,00. Con un precio de US\$ 45/boe se obtiene un flujo neto de US\$ 83.254.268,68. (Ver **Figura 25**).

Con el análisis de sensibilidad por precios se tiene que a:

US\$ 30/boe el flujo neto es de US\$46.987.869.

US\$ 35/boe el flujo neto es de US\$59.076.669.

US\$ 40/boe el flujo neto es de US\$71.165.469.

Figura 25. Análisis Sensibilidad Flujo Neto Crudo pesado

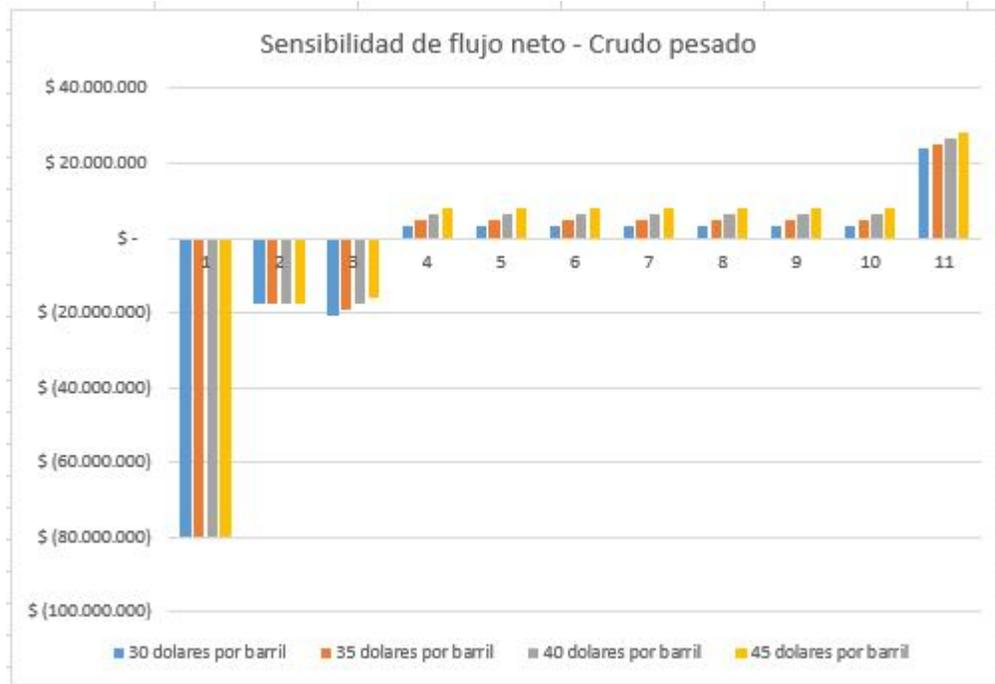


Tabla 8. Análisis Económico Campo Crudo Liviano

COSTOS VARIABLES	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
SERVICIOS										
Sismica 3D	\$ 22.962.857									
Procesamiento	\$ 300.000									
Interpretación	\$ 135.000									
Pozo 1		\$ 8.000.000								
Pozo 2		\$ 8.000.000								
Pozo 3		\$ 8.000.000								
Pozo 4		\$ 8.000.000								
Mantenimiento pozo 1		\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000
Mantenimiento pozo 2		\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000
Mantenimiento pozo 3		\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000
Mantenimiento pozo 4		\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000
Total (1+2+3)	\$ 23.397.857,00	\$ 36.000.000	\$ 4.000.000	\$ 4.000.000	\$ 4.000.000	\$ 4.000.000	\$ 4.000.000	\$ 4.000.000	\$ 4.000.000	\$ 4.000.000
TOTAL COSTOS	\$ 23.397.857,00	\$ 36.000.000	\$ 4.000.000							
GASTOS ADMINISTRATIVOS										
dólar a 3300										
Arriendo Oficinas	\$ 1.000,00	\$ 1.034,00	\$ 1.069,16	\$ 1.105,51	\$ 1.143,09	\$ 1.181,96	\$ 1.222,15	\$ 1.263,70	\$ 1.306,67	\$ 1.351,09
Sueldos y salarios	\$ 15.000,00	\$ 15.510,00	\$ 16.037,34	\$ 16.582,61	\$ 17.146,42	\$ 17.729,40	\$ 18.332,20	\$ 18.955,49	\$ 19.599,98	\$ 20.266,38
Servicios Básicos	\$ 303,30	\$ 313,61	\$ 324,28	\$ 335,30	\$ 346,70	\$ 358,49	\$ 370,68	\$ 383,28	\$ 396,31	\$ 409,79
Suministros de oficina	\$ 500,00	\$ 517,00	\$ 534,58	\$ 552,75	\$ 571,55	\$ 590,98	\$ 611,07	\$ 631,85	\$ 653,33	\$ 675,55
Total	\$ 16.803,30	\$ 17.374,61	\$ 17.965,35	\$ 18.576,17	\$ 19.207,76	\$ 19.860,82	\$ 20.536,09	\$ 21.234,32	\$ 21.956,29	\$ 22.702,80
VENTAS										
Publicidad y Promoción	\$ 1.212,12	\$ 1.253,33	\$ 1.295,95	\$ 1.340,01	\$ 1.385,57	\$ 1.432,68	\$ 1.481,39	\$ 1.531,76	\$ 1.583,83	\$ 1.637,69
Total	\$ 1.212,12	\$ 1.253,33	\$ 1.295,95	\$ 1.340,01	\$ 1.385,57	\$ 1.432,68	\$ 1.481,39	\$ 1.531,76	\$ 1.583,83	\$ 1.637,69
FINANCIAMIENTO										
Gasto Financiero	\$ 3.198,08	\$ 2.684,56	\$ 2.114,56	\$ 1.481,86	\$ 779,55	\$ -				
Total	\$ 3.198,08	\$ 2.684,56	\$ 2.114,56	\$ 1.481,86	\$ 779,55	\$ -				
TOTAL COSTOS Y GASTOS	\$ 23.419.070,50	\$ 36.021.312,50	\$ 4.021.375,85	\$ 4.021.398,04	\$ 4.021.372,88	\$ 4.021.293,50	\$ 4.022.017,48	\$ 4.022.766,08	\$ 4.023.540,12	\$ 4.024.340,49

PIB	0,0434			
WTI	35			
regalias	8%	8760		
BOPY/pozo	109500			
BOPY Neto	100740			
Precio venta	35			
Ventas crudo liviano				
Producción BOPY				
	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4
Año 1	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Año 2	\$ 3.525.900,00	\$ 3.525.900,00	\$ 3.525.900,00	\$ 3.525.900,00
Año 3	\$ 3.525.900,00	\$ 3.525.900,00	\$ 3.525.900,00	\$ 3.525.900,00
Año 4	\$ 3.525.900,00	\$ 3.525.900,00	\$ 3.525.900,00	\$ 3.525.900,00
Año 5	\$ 3.525.900,00	\$ 3.525.900,00	\$ 3.525.900,00	\$ 3.525.900,00
Año 6	\$ 3.525.900,00	\$ 3.525.900,00	\$ 3.525.900,00	\$ 3.525.900,00
Año 7	\$ 3.525.900,00	\$ 3.525.900,00	\$ 3.525.900,00	\$ 3.525.900,00
Año 8	\$ 3.525.900,00	\$ 3.525.900,00	\$ 3.525.900,00	\$ 3.525.900,00
Año 9	\$ 3.525.900,00	\$ 3.525.900,00	\$ 3.525.900,00	\$ 3.525.900,00
Año 10	\$ 3.525.900,00	\$ 3.525.900,00	\$ 3.525.900,00	\$ 3.525.900,00
TOTAL	\$ 31.733.100,00	\$ 31.733.100,00	\$ 31.733.100,00	\$ 31.733.100,00

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ventas		\$ -	\$ 14.103.600,00	\$ 14.103.600,00	\$ 14.103.600,00	\$ 14.103.600,00	\$ 14.103.600,00	\$ 14.103.600,00	\$ 14.103.600,00	\$ 14.103.600,00	\$ 14.103.600,00
Total Costos Variables ventas		\$ 23.419.070,50	\$ 36.021.312,50	\$ 4.021.375,85	\$ 4.021.398,04	\$ 4.021.372,88	\$ 4.021.293,50	\$ 4.022.017,48	\$ 4.022.766,08	\$ 4.023.540,12	\$ 4.024.340,49
Utilidad Bruta en ventas		(\$ 23.419.070,50)	(\$ 21.917.712,50)	\$ 10.082.224,15	\$ 10.082.201,96	\$ 10.082.227,12	\$ 10.082.306,50	\$ 10.081.582,52	\$ 10.080.833,92	\$ 10.080.059,88	\$ 10.079.259,51
(-) Gastos de comercialización		\$ 1.212,12	\$ 1.253,33	\$ 1.295,95	\$ 1.340,01	\$ 1.385,57	\$ 1.432,68	\$ 1.481,39	\$ 1.531,76	\$ 1.583,83	\$ 1.637,69
(-) Depreciaciones		\$ 4.158,61	\$ 4.158,61	\$ 4.158,61	\$ 4.623,03	\$ 4.623,03	\$ 4.623,03	\$ 4.623,03	\$ 4.623,03	\$ 4.623,03	\$ 4.623,03
(-) Amortización		\$ 708,75	\$ 708,75	\$ 708,75	\$ 708,75	\$ 708,75	\$ 708,75	\$ 708,75	\$ 708,75	\$ 708,75	\$ 708,75
(-) Gastos Administrativos		\$ 16.803,30	\$ 17.374,61	\$ 17.965,35	\$ 18.576,17	\$ 19.207,76	\$ 19.860,82	\$ 20.536,09	\$ 21.234,32	\$ 21.956,29	\$ 22.702,80
(-) Gastos Financieros		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Utilidad Operacional		\$ (23.441.953,28)	\$ (21.941.207,81)	\$ 10.058.095,49	\$ 10.056.954,00	\$ 10.056.302,01	\$ 10.055.681,22	\$ 10.054.233,26	\$ 10.052.736,07	\$ 10.051.187,98	\$ 10.049.587,25
Utilidad tributable		\$ (23.441.953,28)	\$ (21.941.207,81)	\$ 10.058.095,49	\$ 10.056.954,00	\$ 10.056.302,01	\$ 10.055.681,22	\$ 10.054.233,26	\$ 10.052.736,07	\$ 10.051.187,98	\$ 10.049.587,25
(-) 25% impuesto sobre la renta		\$ (5.860.488,32)	\$ (5.485.301,95)	\$ 2.514.523,87	\$ 2.514.238,50	\$ 2.514.075,50	\$ 2.513.920,30	\$ 2.513.558,31	\$ 2.513.184,02	\$ 2.512.796,99	\$ 2.512.396,81
Utilidad Neta		\$ (17.581.464,96)	\$ (16.455.905,86)	\$ 7.543.571,62	\$ 7.542.715,50	\$ 7.542.226,51	\$ 7.541.760,91	\$ 7.540.674,94	\$ 7.539.552,05	\$ 7.538.390,98	\$ 7.537.190,44
(+) Depreciaciones		\$ 4.158,61	\$ 4.158,61	\$ 4.158,61	\$ 4.623,03	\$ 4.623,03	\$ 4.623,03	\$ 4.623,03	\$ 4.623,03	\$ 4.623,03	\$ 4.623,03
(+) Amortización		\$ 708,75	\$ 708,75	\$ 708,75	\$ 708,75	\$ 708,75	\$ 708,75	\$ 708,75	\$ 708,75	\$ 708,75	\$ 708,75
(-) Inversión Inicial	\$ 80.000.000,00										
Activos fijos	\$ 59.536.456,25										
Activos Diferido	\$ 3.543,75										
Capital de trabajo	\$ 20.460.000,00										\$ 20.460.000,00
(-) Reinversión					\$ 4.395,78						
(+) Valor de salvamento											\$ 151.380,00
Flujo Neto	\$ (80.000.000,00)	\$ (17.576.597,60)	\$ (16.451.038,50)	\$ 7.548.438,98	\$ 7.543.651,50	\$ 7.547.558,29	\$ 7.547.092,69	\$ 7.546.006,72	\$ 7.544.883,83	\$ 7.543.722,76	\$ 28.153.902,22
											\$ 151.380,00

sensibilidad de precios											
30 dolares por barril	\$ (80.000.000)	\$ (17.576.598)	\$ (20.682.118)	\$ 3.317.359	\$ 3.312.572	\$ 3.316.478	\$ 3.316.013	\$ 3.314.927	\$ 3.313.804	\$ 3.312.643	\$ 23.784.074
35 dolares por barril	(80.000.000)	(17.576.598)	(19.171.018)	4.828.459	4.823.672	4.827.578	4.827.113	4.826.027	4.824.904	4.823.743	25.295.174
40 dolares por barril	(80.000.000)	(17.576.598)	(17.659.918)	6.339.559	6.334.772	6.338.678	6.338.213	6.337.127	6.336.004	6.334.843	26.806.274
45 dolares por barril	\$ (80.000.000)	\$ (17.576.598)	\$ (16.148.818)	\$ 7.850.659	\$ 7.845.872	\$ 7.849.778	\$ 7.849.313	\$ 7.848.227	\$ 7.847.104	\$ 7.845.943	\$ 28.317.374

La viabilidad económica se da una vez sea alcanzada la inversión inicial de US\$ 80.000.000,00. Con un precio de US\$ 35/boe se obtiene un flujo neto de US\$ 80.975.257 (Ver **Figura 26**).

Con el análisis de sensibilidad por precios se tiene que a:

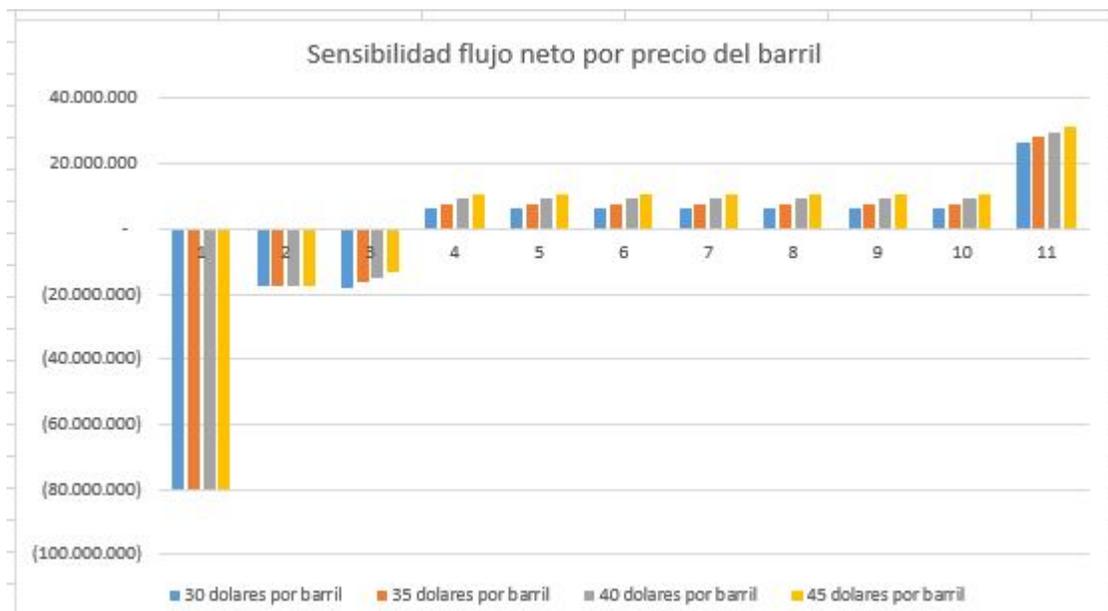
US\$ 30/boe el flujo neto es de US\$68.886.457.

US\$ 40/boe el flujo neto es de US\$93.064.057.

US\$ 50/boe el flujo neto es de US\$117.241.657.

US\$ 80/boe el flujo neto es de US\$189.774.457.

Figura 26. Análisis Sensibilidad Flujo Neto Crudo Liviano



5. CONCLUSIONES

Tanto técnicamente como financieramente el proyecto exploratorio es viable. Económicamente es necesario que se cumplan algunas condiciones en el precio del crudo por barril. Para los dos tipos de play se realizaron análisis económicos con escenarios diferentes, variando el precio del crudo. En el análisis de sensibilidad del flujo de caja, se concluye que para crudo pesado se supera la inversión inicial con un precio de US\$ 45/boe, y para crudo liviano un precio de US\$ 35/boe.

El primer escenario sobre el cual es necesario plantear una reflexión, es el contexto nacional, porque se requiere una renovación en las políticas públicas para que los marcos legislativos y los marcos políticos de actuación, permitan crear alternativas viables que generen mayor desarrollo para el sector petrolero en Colombia.

Si hay una condición estructurante en la formulación de políticas públicas es la flexibilidad, dicha característica permitirá que la implementación de planes, programas o proyectos sean capaces de adaptarse a los cambios, y eso es competitividad.

El estado tiene que propiciar las condiciones para crear círculos virtuosos entre el sector público y el sector privado, ésta fórmula estratégica en los negocios del sector del sector E&P es imprescindible.

Es necesario construir UNA NUEVA GENERACIÓN DE POLÍTICAS PÚBLICAS, acordes a las lógicas del desarrollo, las actuaciones son locales con impactos globales, razón que justifica aún más, repensar la planificación y e direccionamiento estratégico del sector.

No es posible analizar solo en las coyunturas del sector petrolero, las decisiones del Estado para atender desde la inmediatez, los impactos negativos que se generan en la economía local y por ende en el desarrollo, el ejercicio que debe plantearse es una

mirada a largo plazo, donde se defina el escenario futura de una industria que se alimenta de recursos no renovables.

Los tiempos de planificación y de transformación del sector, no pueden seguir siendo los tiempos de la crisis, es hora de aplicar resiliencia a la industria, en un país como Colombia donde su economía depende del petróleo.

El segundo escenario en el que debo situarme es en el de las tecnologías de la información. Los datos son el insumo fundamental para el éxito de las operaciones y consecuentemente con el primer planteamiento surgen los cuestionamientos: ¿En Colombia los datos se encuentran no solo en los soportes adecuados sino actualizados, para permitir que éstos se conviertan en ventaja competitiva en cualquier negociación? ¿Estamos a la vanguardia en tecnología? ¿Las inversiones en investigación para tener el mapa geológico son suficientes?

Las respuestas evidencian la necesidad de entender la competitividad como factor clave, porque lo que debe suceder, es que Colombia se situé en el mapa mundial como un gran competidor. Para competir es necesario compararse y en el uso de tecnologías el País tendrá que hacer grandes esfuerzos, que tienen además, como punto de partida unas políticas públicas que fortalezcan todas las actividades asociadas a la gestión del conocimiento.

Focalizar el análisis de viabilidad técnica en el diseño del levantamiento sísmico 3D fue el ejercicio demostrativo para argumentar la imperante necesidad expuesta.

Por último y como tercer escenario acudo a la innovación como premisa, es el componente transversal.

Los modelos económicos y los modelos de gestión tendrán que diseñarse pensando en las realidades y lógicas de los mercados, es hora de reinventarse para tener posicionamiento en la aldea global.

Las negociaciones se centran en los valores agregados de las ofertas, por ello Colombia tendrá que cambiar sus estrategias para incrementar la inversión, esto solo se logra cuando la innovación está presente.

Políticas, tecnología e innovación tres factores claves para el desarrollo de la exploración en Colombia.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Bogotá, INGRAIN, 2012.

COLABORADORES DE LA ANH. “Ronda Colombia 2014” [en línea]. En: Áreas y Mapas [fecha de consulta: 21 de Marzo del 2015]. Disponible en < <http://www.rondacolombia2014.com>>

COLABORADORES DE SCRIBD. “Métodos Sísmicos Refracción y Reflexión” [en línea]. En: Principios Básicos [fecha de consulta: 21 de Marzo del 2015]. Disponible en <http://www.scribd.com/doc/26886999/Metodos-Sismicos-Refraccion-y-Reflexion>

COLABORADORES DE SPE. “Sistemas de Gestión de Recursos Petrolíferos” [en línea]. En: Principios Básicos y Definiciones [fecha de consulta: 21 de Marzo del 2015]. Disponible en < http://www.spe.org/industry/docs/spanish_PRMS_2009.pdf >

COLABORADORES DE SPE. “Society of Petroleum Engineers” Petroleum [en línea]. From Resources Classification System and Definitions [fecha de consulta: 29 de Enero del 2016]. Disponible en < <http://www.spe.org/industry/petroleum-resources-classification-system-definitions.php>> pronosticado

KEAREY, P. BROOKS, M. HILL, I. (2002). An Introduction to Geophysical Exploration United Kingdom: Blackwell.

MERA, R. (1991). Principios Básicos de Sísmica 3-D terrestre sus logros y aplicaciones Colombia: Halliburton Geophysical Services.

RINCON, L. (2011). Determinación de oportunidades de hidrocarburos detrás del revestimiento (Oil behind Casing) en los campos operados por Perenco en la asociación Casanare, cuenca de los Llanos Orientales. Tesis de pregrado en Geología, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.

RODRIGUEZ, M. Y GARCIA FRONTI, J. (2008). Herramientas para la toma de decisiones con Excel Argentina: Omicron.

SHERIFF, R.E. (1991) Encyclopedic Dictionary of Exploration Geophysics. United States of America: Society of Exploration Geophysicists.

“Sísmica 3D Conceptos Básicos” [en línea]. En: Adquisición sísmica, conceptos básicos [fecha de consulta: 3 de Febrero del 2016]. Disponible en <<http://www.scribd.com/doc/33841733/Sismica-3D-Conceptos-Basicos#scribd> >

WOOD MACKENZIE, Colombia Llanos exploration basin. Asset Report. December 2015. P 2-29.